

Ciudad de México, a diecinueve de enero de dos mil dieciocho

Aldo R. Flores Quiroga
Subsecretario de Hidrocarburos
Secretaría de Energía
PRESENTE

500.455/17 598

Hago referencia a su oficio número 500.455/17 y anexo, presentados ante la Oficialía de Partes de la Comisión Federal de Competencia Económica ("Comisión") el día cinco de diciembre de dos mil diecisiete, dentro del expediente LI-023-2017, por la Secretaría de Energía, mediante los cuales solicita la opinión de esta Comisión respecto de los criterios de adjudicación y el mecanismo de adjudicación para el procedimiento de licitación y adjudicación que formarán parte de la Segunda Convocatoria de la Ronda 3, en términos del artículo 24, fracción III de la Ley de Hidrocarburos ("LH") y 36, fracción VI de su Reglamento.

Al respecto, me permito comunicarle, con fundamento en los artículos 1, 2, 12, fracciones XIX y XXX, 98 y 99 de la Ley Federal de Competencia Económica ("LFCE"),¹ estos últimos en relación con los artículos 23 y 24, fracción III de la LH; 1 y 111, fracción III, 163, fracción IV, y 175 de las Disposiciones Regulatorias de la Ley Federal de Competencia Económica,² que el Pleno de esta Comisión, en sesión celebrada el once de enero de dos mil dieciocho, emitió resolución respecto de su solicitud ("Resolución"). Por tal motivo, sírvase encontrar adjunto al presente oficio copia certificada de la Resolución, para los efectos legales a que haya lugar.

El suscrito se encuentra facultado para emitir el presente oficio, con fundamento en los artículos antes mencionados y 1, 2, fracción VIII, 4, fracción IV, 18, 19, 20, fracciones VIII y LVI, y 59, fracción II, del Estatuto Orgánico de la Comisión Federal de Competencia Económica vigente.

El Secretario Técnico

Fidel Gerardo Sierra Aranda



2018 ENE 19 PM 2 29
DIRECCION GENERAL DE RECURSOS HUMANOS,
MATERIALES Y SERVICIOS GENERALES
ARCHIVO Y DOCUMENTACION



¹ Publicada en el Diario Oficial de la Federación ("DOF") el veintitrés de mayo de dos mil catorce y reformada mediante acuerdo publicado el veintisiete de enero de dos mil diecisiete en dicho órgano de difusión.

² Publicadas el diez de noviembre de dos mil catorce en el DOF, modificadas mediante acuerdo publicado el cinco de febrero de dos mil dieciséis en dicho órgano de difusión.

Ciudad de México, a once de enero de dos mil dieciocho.- Visto el expediente al rubro citado, el Pleno de esta Comisión Federal de Competencia Económica (“COMISIÓN” o “COFECE”), en sesión celebrada el mismo día, con fundamento en los artículos 28, párrafos décimo cuarto y vigésimo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (“CPEUM”); 1, 2, 4, 12, fracciones X, XIX, XX y XXX, 18, párrafo séptimo, 98 y 99 de la Ley Federal de Competencia Económica (“LFCE”);¹ 1 y 111, fracción III, de las Disposiciones Regulatorias de la Ley Federal de Competencia Económica (“DRLFCE”);² 1, 4, fracción I, 5, fracciones I, VI, XVI, XVII, XXI y XXXIX del Estatuto Orgánico de la Comisión Federal de Competencia Económica (“ESTATUTO”);³ así como los artículos 23 y 24, fracción III, de la Ley de Hidrocarburos (“LH”),⁴ 35, fracción V y 36, fracción VI, de su Reglamento (“RLH”),⁵ resolvió de acuerdo a los antecedentes, consideraciones de derecho y análisis de los aspectos en materia de competencia y libre concurrencia que a continuación se expresan:

I. ANTECEDENTES

PRIMERO.- El cinco de diciembre de dos mil diecisiete, la Secretaría de Energía (“SENER”) presentó en la Oficialía de Partes de la COFECE el oficio 500.455/17 y anexos⁶ para solicitar la opinión de esta autoridad respecto de los criterios de precalificación y el mecanismo de adjudicación de cuarenta y dos (42) áreas contractuales terrestres para la exploración y extracción de hidrocarburos, que corresponden a la Segunda Convocatoria de la Ronda 3 (en adelante “Solicitud de Opinión”).⁷

SEGUNDO.- El catorce de diciembre de dos mil diecisiete, se emitió el acuerdo de recepción de la documentación radicada en el expediente y se publicó por lista el mismo día.

II. CONSIDERACIONES DE DERECHO

ÚNICA.- El artículo 28 de la CPEUM prohíbe los monopolios y las prácticas monopólicas en el territorio nacional, asimismo establece que el Estado Mexicano cuenta con la “(...) *Comisión Federal de Competencia Económica, (...) órgano autónomo, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que tendrá por objeto garantizar la libre competencia y concurrencia, así como*

¹ Publicada el veintitrés de mayo de dos mil catorce en el Diario Oficial de la Federación (“DOF”), modificada mediante publicación realizada en el mismo medio el veintisiete de enero de dos mil diecisiete.

² Publicadas en el DOF el diez de noviembre de dos mil catorce y con modificaciones publicadas en el mismo medio oficial el cinco de febrero de dos mil dieciséis.

³ Publicado en el DOF el ocho de julio de dos mil catorce y con modificaciones publicadas en el mismo medio oficial el veintisiete de octubre de dos mil diecisiete.

⁴ Publicada en el DOF el once de agosto de dos mil catorce.

⁵ Publicado en el DOF el treinta y uno de octubre de dos mil catorce.

⁶ Criterios de precalificación (lineamientos técnicos y justificación); mecanismo de adjudicación (criterios y justificación); reglas de participación; proyecto de bases; información técnica, indicadores para el cálculo de probabilidad geológica y características generales de los bloques para la exploración y explotación terrestre de hidrocarburos, objeto de la segunda convocatoria de la Ronda 3, y tabla comparativa de criterios de precalificación de las licitaciones efectuadas en la Ronda 1 y la Ronda 2.

⁷ Folio 0001 del expediente LI-023-2017 (el “expediente”) y archivo “COFECE R3.2 Anexo 6”, pp. 5 y 6, carpeta “anexo 6 información ronda cero)” del CD con folio 0003 del expediente.

prevenir, investigar y combatir los monopolios, las prácticas monopólicas, las concentraciones y demás restricciones al funcionamiento eficiente de los mercados, en los términos que establecen esta Constitución y las leyes [...]”.

El artículo 1 de la LFCE establece que es reglamentaria del artículo 28 de la CPEUM en materia de libre concurrencia, competencia económica, monopolios, prácticas monopólicas y concentraciones, es de orden público e interés social, aplicable a todas las áreas de la actividad económica y de observancia general en toda la República.

En términos de su artículo 2, la LFCE tiene por objeto promover, proteger y garantizar la libre concurrencia y la competencia económica, así como prevenir, investigar, combatir, perseguir con eficacia, castigar severamente y eliminar los monopolios, las prácticas monopólicas, las concentraciones ilícitas, las barreras a la libre concurrencia y la competencia económica y demás restricciones al funcionamiento eficiente de los mercados.

El artículo 52 de la LFCE prohíbe los monopolios, las prácticas monopólicas, las concentraciones ilícitas y las barreras que, en términos de esta Ley, disminuyan, dañen, impidan o condicionen de cualquier forma la libre concurrencia o la competencia económica en la producción, procesamiento, distribución o comercialización de bienes o servicios.

Conforme al artículo 4 de la LFCE, en correlación con la fracción I del artículo 3 de ese mismo ordenamiento, están sujetos a lo dispuesto en esta Ley, todos los agentes económicos, sea que se trate de personas físicas o morales, con o sin fines de lucro, dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, estatal o municipal, asociaciones, cámaras empresariales, agrupaciones de profesionistas, fideicomisos o cualquier otra forma de participación en la actividad económica.

El artículo 12, fracciones X, XIX y XX, de la LFCE dispone que entre las atribuciones de la COMISIÓN se encuentran, respectivamente: i) resolver sobre los asuntos de su competencia y sancionar administrativamente la violación de esta Ley; ii) opinar sobre la incorporación de medidas protectoras y promotoras en materia de libre concurrencia y competencia económica en los procesos de desincorporación de entidades y activos públicos, así como en los procedimientos de licitaciones, asignación, concesiones, permisos, licencias o figuras análogas que realicen las Autoridades Públicas, cuando así lo determinen otras leyes o el Ejecutivo Federal mediante acuerdos o decretos; y iii) promover, en coordinación con las Autoridades Públicas, que sus actos administrativos observen los principios de libre concurrencia y competencia económica.

En términos del artículo 18, párrafo séptimo, de la LFCE, el ejercicio de las atribuciones señaladas en el párrafo anterior, corresponde al Pleno de la COFECE.

En correlación con las disposiciones antes referidas, el artículo 98, párrafo tercero de la LFCE, determina que: “[...] *La convocante deberá enviar a la Comisión, antes de la publicación de la licitación, la convocatoria, las bases de licitación, los proyectos de contrato y los demás documentos relevantes que permitan a la Comisión conocer la transacción pretendida [...]*”.

Asimismo, el diverso 99, fracción III, de la LFCE, establece que: “[...], la Comisión deberá resolver sobre las medidas de protección a la competencia que deban incluirse en la convocatoria, bases y sus anexos, y demás documentos de la licitación [...]”.

El artículo 111, fracción III, de las DRLFCE señala que la COFECE debe resolver sobre “[...] la incorporación de medidas protectoras y promotoras en materia de competencia económica cuando así se establezca en las Leyes [...], en los siguientes casos: (...) III. Otorgamiento, mediante licitación, de contratos [...]”.

El artículo 23 de la LH establece que: “[...] La adjudicación de los Contratos para la Exploración y Extracción se llevará a cabo mediante licitación que realice la Comisión Nacional de Hidrocarburos [...]”.

El artículo 24, fracción III, de la LH señala que: “Las bases del procedimiento de licitación y adjudicación de los Contratos para la Exploración y Extracción, que se pongan a disposición de los interesados, deberán: [...] III. Contar con opinión previa de la Comisión Federal de Competencia Económica, la cual versará exclusivamente sobre los criterios de precalificación y el mecanismo de adjudicación a que se refiere el artículo 23 del presente ordenamiento. La opinión de la Comisión Federal de Competencia Económica deberá ser proporcionada en un plazo no mayor a treinta días a partir de la solicitud correspondiente; en caso de no emitirse la opinión, dentro del plazo establecido, ésta se entenderá en sentido favorable.”

El artículo 35, fracción V, del RLH establece que la SENER debe proporcionar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (“CNH”), para la emisión de la convocatoria de cada proceso de licitación, la opinión que emita la COFECE en términos de la fracción III del artículo 24 de la LH.

Asimismo, el artículo 36, fracción VI, del RLH establece que: “Para cumplir con lo dispuesto en el artículo anterior, se estará al siguiente procedimiento: [...] VI. La Secretaría solicitará a la Comisión Federal de Competencia Económica la opinión a que se refiere la fracción III del artículo 24 de la Ley. Para efectos de esta opinión, la Secretaría, con base en la información remitida por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público deberá proporcionar a la Comisión Federal de Competencia Económica los elementos que justifiquen que los criterios de precalificación y el mecanismo de adjudicación propuestos se apegan a las mejores prácticas de la industria así como a los principios generales en materia de libre competencia y competencia económica. La Comisión Federal de Competencia Económica, en el ámbito de las atribuciones que le confiere la Ley, podrá en cualquier momento y sin perjuicio del plazo establecido en la fracción III del artículo 24 de la Ley, requerir cualquier información adicional que estime pertinente en términos de la Ley Federal de Competencia Económica [...]”.

Con la finalidad de que la documentación que regula la licitación que se analiza en el presente expediente contemple un mecanismo de adjudicación y criterios de precalificación que contengan todas las medidas necesarias para proteger el proceso de competencia económica y libre competencia en este proceso de adjudicación, esta COMISIÓN emite la presente opinión de conformidad con lo siguiente.

III. ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS EN MATERIA DE COMPETENCIA

La Segunda Convocatoria de la Ronda 3 (“RONDA 3.2”) tiene por objeto asignar contratos bajo la modalidad de licencia para la exploración y extracción de hidrocarburos. Las bases de licitación con la clave CNH-R03-L02/2018 (“BASES”) corresponden al proceso de adjudicación de cuarenta y dos (42) áreas contractuales terrestre (en adelante “LICITACIÓN”).

Los bloques que se incluirán en la LICITACIÓN se encuentran en las Provincias Petroleras de Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, Cuencas del Sureste y Chiapas. Por su cercanía, características geológicas y cantidad de recursos que se podrían encontrar en estas áreas, los reguladores del sector energía decidieron agrupar campos de las cuencas de Burgos y Sabinas, así como de las cuencas del Sureste y Chiapas. Las principales características de las áreas contractuales se presentan en el siguiente cuadro:

CUADRO 1. ÁREAS CONTRACTUALES TERRESTRES, RONDA 3.2

No.	Área Contractual	Superficie (km ²)	Hidrocarburos esperados	Recurso prospectivo (MMbpce)*	Volumen Remanente (MMbpce)
Sector Sabinas-Burgos					
1	TC-SB-02	233.091	Gas Húmedo	4.80	3.36
2	TC-SB-G1	521.426	Gas Húmedo	18.79	9.80
3	TC-SB-04	271.933	Gas Húmedo	8.98	0.00
4	TC-SB-06	271.511	Gas Seco	2.23	0.07
5	TC-SB-08	155.426	Gas Húmedo	4.47	0.03
6	TC-SB-09	179.153	Gas Seco	2.87	0.34
7	TC-SB-G3	458.725	Gas Húmedo	2.00	0.00
8	TC-SB-12	264.955	Gas Húmedo	0.00	0.00
9	TC-SB-G2	478.250	Gas Húmedo	25.62	0.00
10	TC-SB-G4	445.661	Gas Húmedo	7.93	0.00
11	TC-SB-13	212.991	Gas Húmedo	15.19	0.00
12	TC-SB-G5	436.440	Gas Húmedo	6.34	0.00
13	TC-SB-18	191.708	Gas Húmedo	7.46	0.00
14	TC-SB-G6	345.984	Gas Húmedo	5.37	0.00
15	TC-SB-20	221.886	Gas Húmedo	6.66	0.00
16	TC-SB-21	184.295	Gas Húmedo	8.54	0.00
17	TC-SB-22	184.203	Gas Húmedo	6.11	0.00
18	TC-SB-24	204.461	Gas Húmedo	10.15	0.00
19	TC-SB-25	203.692	Gas Húmedo	6.22	0.00
20	TC-SB-26	188.977	Gas Húmedo	6.05	0.00
21	TC-SB-27	174.360	Gas Húmedo	7.58	0.00
Suma		5,829.129	---	163.36	13.60
Sector Tampico-Misantla					
22	TC-TM-05	205.967	Aceite pesado	0.00	0.00
23	TC-TM-07	170.487	Aceite pesado	0.00	0.42
24	TC-TM-09	203.928	Aceite pesado	0.00	0.00
Suma		580.381	---	0.00	0.42

Sector Veracruz					
25	TC-V-G1	413.818	Gas Seco	11.88	0.27
26	TC-V-05	217.191	Gas Seco	15.82	0.00
27	TC-V-06	220.414	Gas Seco	7.32	0.00
28	TC-V-07	229.483	Aceite Pesado	2.67	0.00
29	TC-V-08	204.505	Gas Seco	8.63	0.00
30	TC-V-G2	277.992	Gas Seco	2.50	0.00
31	TC-V-12	119.194	Gas Seco	6.80	32.05
32	TC-V-G3	421.522	Gas Seco	6.54	0.00
33	TC-V-15	200.666	Gas Seco	8.70	0.00
Suma		2,304.786	---	70.86	32.31
Sector Cuencas del Sureste-Chiapas					
34	TC-CSC-G1	320.735	Gas seco	4.17	0.00
35	TC-CSC-02	214.010	Aceite ligero	0.00	0.00
36	TC-CSC-03	221.157	Aceite ligero	13.00	0.00
37	TC-CSC-G2	402.598	Aceite ligero	14.88	0.00
38	TC-CSC-30	229.822	Aceite ligero	3.61	0.00
39	TC-CSC-31	221.604	Gas húmedo	13.16	0.00
40	TC-CSC-32	184.202	Aceite ligero	2.45	0.00
41	TC-CSC-33	205.356	Gas seco	6.68	0.00
42	Moloacán**	46.321	Aceite pesado	0.00	201.75
Suma		2,045.803	---	57.93	201.75
Total		10,706.100	---	292.16	248.09

* Prospectivo medio con riesgo. MMPce significa millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

** A la fecha, el área contractual Moloacán forma parte del contrato CNH-R01-L03-A14/2015 suscrito el diez de mayo de dos mil dieciséis entre la CNH y Canamex Energy Holdings, S.A.P.I. de C.V., como resultado de la tercera convocatoria de la Ronda 1. Este contrato se encuentra en proceso de terminación anticipada, de conformidad con la Resolución CNH.E.56.002/17, del siete de noviembre de dos mil diecisiete. Su inclusión en la Ronda 3.2 se confirmará en caso de que el proceso de terminación anticipada concluya antes del cierre del periodo para inscribirse en la LICITACIÓN.

Fuente: Archivo "COFECE R3.2 Anexo 6" pp. 5 y 6, carpeta "anexo 6 información ronda cero" del CD con folio 0003 del expediente.

La SENER solicitó a la CNH, asistencia técnica para seleccionar las áreas contractuales de exploración y extracción que se licitarán en la RONDA 3.2. Para tales efectos, la SENER considera los siguientes elementos y criterios:⁸

- Selección de los bloques de acuerdo al "*Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019*" con áreas de aproximadamente doscientos (200) km², siendo factible la agrupación de bloques en función del potencial petrolero o tipo de hidrocarburo;
- Limitar el potencial petrolero a zonas de recursos convencionales para generar proyectos que incentiven la participación de empresas de bajos costos administrativos;

⁸ Archivo "COFECE R3.2 Anexo 6" pp. 5 y 6, carpeta "anexo 6 información ronda cero" del CD con folio 0003 del expediente.

- c) Propuesta de bloques con potencial de aceite y gas para acelerar la incorporación de producción a la plataforma nacional;
- d) Disponibilidad de información geológica y geofísica para acelerar las etapas de exploración y la restitución de reservas de la nación;
- e) Disponibilidad de infraestructura para transporte, distribución y comercialización de hidrocarburos;
- f) Tipo de hidrocarburos;
- g) Selección prioritaria de áreas con campos en asignaciones con carácter de resguardo “AR”; y
- h) Distribución de bloques conforme a regiones económicas que permitan economías de escala por sectores identificados.

A. MECANISMO DE ADJUDICACIÓN

De conformidad con el artículo 23 de la LH, el mecanismo para la adjudicación de los contratos para la exploración y extracción “[...] *podrá ser, entre otros, una subasta ascendente, una subasta descendente o una subasta al primer precio en sobre cerrado* [...]”. En términos del artículo 27 Constitucional, *“Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares [...]”* [Énfasis añadido].

El Cuarto Transitorio del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la CPEUM en materia de energía⁹ (“DECRETO REFORMA ENERGÉTICA”) dispone que: “[...] *la Nación escogerá la modalidad de contraprestación atendiendo siempre a maximizar los ingresos para lograr el mayor beneficio para el desarrollo de largo plazo* [...]”. Finalmente, el artículo 26 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (“LISH”) establece que: “[...] *las variables de adjudicación de los Contratos serán en todos los casos de naturaleza económica [...] atendiendo siempre a maximizar los ingresos del Estado para lograr el mayor beneficio para el desarrollo de largo plazo*. [...]” [Énfasis añadido].

De lo anterior, se desprende que el mecanismo de adjudicación para la LICITACIÓN debe ser el que permita generar el mayor potencial de maximizar ingresos en beneficio del Estado Mexicano, aprovechando las condiciones y características particulares de los bloques o áreas contractuales a licitar.

⁹ Publicado en el DOF el veinte de diciembre de dos mil trece.

De igual forma, el mecanismo de adjudicación debe estar diseñado para incentivar la mayor concurrencia de licitantes y con ello obtener mejores posturas que resulten en mayores ingresos para el Estado.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (“SHCP”) estableció como mecanismo de adjudicación de las áreas objeto de la LICITACIÓN la subasta al primer precio en sobre cerrado, el cual “[...] fue utilizado como parte de las licitaciones [...] de la Ronda Uno y la Ronda Dos, garantizando la libre concurrencia de empresas nacionales e internacionales, en apego a los principios señalados anteriormente [en los artículos 23 de la LH y 26 de la LISH]. La subasta al primer precio en sobre cerrado ha permitido desincentivar los comportamientos especulativos en los procedimientos de licitación, así como mitigar los posibles riesgos de colusión asociados, considerando el nivel de las ofertas recibidas por parte de los licitantes (...) No se omite mencionar que el mecanismo seleccionado ha propiciado un alto nivel de competitividad en las ofertas, inclusive en aquellas áreas que han sido adjudicadas con un solo proponente, lo que comprueba que el mecanismo resulta eficiente en términos de la captura de valor a favor del Estado.”¹⁰

En este contexto, los interesados que satisfagan los criterios de precalificación deberán presentar en un sobre individual una propuesta por escrito por cada bloque. Para cada área contractual, la propuesta deberá especificar su oferta o bien su declinación a presentarla. El ganador de cada contrato será aquél que haya ofrecido las mejores condiciones para el Estado en términos de las variables de adjudicación determinadas por la SHCP o, en su caso, se podrá declarar licitación nula, cancelada o desierta. La SHCP también señala que en caso de que el ganador no firme el contrato por causas imputables al mismo en el plazo establecido para tal efecto, la CNH podrá adjudicarlo al segundo lugar, siempre y cuando su oferta cumpla con los criterios de adjudicación previstos.¹¹

A.1. Justificación del Mecanismo de Adjudicación

Las principales consideraciones que se presentan en el documento elaborado por la SHCP para seleccionar como mecanismo de adjudicación la subasta al primer precio en sobre cerrado son las siguientes:¹²

“1. Principios de Sencillez, Transparencia, Máxima Publicidad e Igualdad:

La subasta al primer precio en sobre cerrado determina, con reglas claras y sencillas, a quién deben asignarse los recursos y a qué precio. El formato es capaz de alinear con simplicidad los objetivos del Estado con los del licitante: el Contrato se asigna sin ambigüedad a quién ofrece

¹⁰ Página 2 del documento “JUSTIFICACIÓN REFERENTE AL MECANISMO DE ADJUDICACIÓN COMO PARTE DE LAS CONDICIONES ECONÓMICAS RELATIVAS A LOS TÉRMINOS FISCALES DE LOS PROCESOS DE LICITACIÓN DE LOS CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS”, archivo “Justificación al Mecanismo de Adjudicación R 3 2” (en adelante, “JUSTIFICACIÓN MECANISMO DE ADJUDICACIÓN”), y archivo “349-B-1429”, p. 1, en la carpeta “anexo 2 mecanismo de adjudicación y justificación” del CD con folio 0003 del expediente.

¹¹ JUSTIFICACIÓN MECANISMO DE ADJUDICACIÓN, pp. 2 y 3, y archivo “349-B-1429”, p. 3, carpeta “anexo 2 mecanismo de adjudicación y justificación” del CD con folio 0003 del expediente.

¹² JUSTIFICACIÓN MECANISMO DE ADJUDICACIÓN, pp. 3 a 5, carpeta “anexo 2 mecanismo de adjudicación y justificación” del CD con folio 0003 del expediente.

las mejores condiciones al Estado. Los incentivos del licitante ganador y el Estado se enfocan en maximizar la rentabilidad del proyecto y, por ende, de la renta petrolera. [...]

De conformidad con la práctica internacional el mecanismo más utilizado para la adjudicación de este tipo de Contratos es el de la subasta simultánea a sobre cerrado [...]

2. Garantizar la Competencia

El principio de competencia se refiere a dos componentes básicos: 1) libre concurrencia y 2) no colusión. Es decir, no solo se busca incentivar la participación para que el número de licitantes sea elevado, sino que además se busca que no existan acuerdos estratégicos entre los participantes que afecten la asignación de Contratos.

Debe destacarse que como parte del diseño del mecanismo de adjudicación se utiliza el criterio de simultaneidad, lo cual reduce cualquier riesgo de colusión [...]

Lo anterior se debe a que bajo el mecanismo seleccionado, cada licitante sólo tiene una oportunidad de presentar su oferta y no puede observar el comportamiento de los otros participantes hasta que las ofertas son revisadas y anunciadas. De esta forma se evita que la competencia esté acotada por estrategias de las compañías no necesariamente alineadas con los objetivos del Estado.

En subastas para este tipo de contratos, un mecanismo de subasta simultánea incrementa la eficiencia en la licitación, ya que las posturas revelan toda la información con la que cuenta cada licitante, al no contar con una segunda oportunidad para ajustar sus posturas una vez que conocen las de los demás competidores.

Asimismo, este tipo de subasta es menos susceptible a arreglos colusivos entre los participantes. Por el contrario, las subastas abiertas pueden llegar a permitir que un participante señale a otro sus intenciones a través de sus posturas y por lo tanto verificar que el arreglo colusivo se cumpla, y en su caso, castigar a un participante cuando éste se desvíe de la estrategia acordada.

Una característica adicional asociada al diseño del mecanismo consiste en que los proponentes presenten una propuesta individual para cada una de las áreas contractuales a licitar. En este sentido, el mecanismo propuesto requiere que los licitantes interesados en diferentes áreas contractuales compitan separadamente por cada una de las áreas. Este es un elemento importante, dada la incertidumbre sobre los recursos en las áreas contractuales.

En concordancia, con la selección de áreas realizada por la Secretaría de Energía con la asistencia técnica de la CNH, la consideración de bloques con requerimientos técnicos y características geográficas que permiten tratar las áreas objeto de la licitación de forma independiente. El mecanismo que se está proponiendo favorece una competencia equitativa, pues alienta la participación de los licitantes de forma que aprovechen sus ventajas comparativas. En un contexto de incertidumbre con licitantes adversos al riesgo, el Estado asigna los Contratos a quienes tienen una expectativa de generar mayor valor agregado sobre el desarrollo de las áreas contractuales, expectativa que está ligada a las ventajas comparativas de cada empresa.

Lo anterior, puede incentivar a los participantes a presentar su mejor postura, sin posibilidad de adaptar su oferta en caso de que no exista competencia o que ésta sea limitada. Con ello es posible que las ofertas permitan alcanzar mayores ingresos para el Estado si existen diferencias entre los participantes, particularmente en la interpretación de la información sobre las áreas a licitar. La razón por la cual una subasta a sobre cerrado puede llevar a mayores ingresos para el Estado es

porque un participante fuerte o con mejor información sólo puede garantizar que tenga éxito en la licitación ofreciendo una propuesta elevada. En contraste, en una subasta abierta y ascendente, el participante fuerte nunca tiene que ofrecer un monto significativamente por arriba del segundo mejor postor. Esta situación es particularmente prevalente en las subastas para la extracción de hidrocarburos, donde se ha documentado que la exploración en áreas colindantes genera asimetrías en la información de los participantes que benefician a las empresas ya establecidas. La subasta de primer precio aumenta la probabilidad que los nuevos participantes puedan competir.

Si bien es cierto que en una subasta a sobre cerrado los participantes tienen que inferir diversas características respecto de sus rivales para realizar sus posturas, éste es un proceso con el cual ya está familiarizada la industria y los participantes están acostumbrados a participar en procesos de este tipo.

3. Maximización de la renta petrolera

La subasta al primer precio en sobre cerrado permite maximizar los ingresos del Estado considerando que los licitantes tienen un cierto grado de adversidad al riesgo y tienen valoraciones privadas independientes sobre las áreas contractuales. [...] Esta particularidad del mecanismo concuerda con el principio de maximización de la renta petrolera que forma parte de la LISH.

Como se ha mencionado, el mecanismo contempla que los participantes presenten una propuesta individual por cada una de las áreas contractuales a licitar. Este diseño requiere que los licitantes presenten la que consideran su mejor oferta para cada área contractual. En este caso, si se toman en cuenta los principios de competencia expuestos con antelación, podemos garantizar que resulte ganadora la mejor oferta para cada área contractual.

Para analizar la conveniencia de un mecanismo de adjudicación, se debe considerar que existen riesgos geológicos y económicos en la determinación del valor potencial de las áreas que se licitan. Los participantes de la licitación realizan ofertas en un entorno de alta incertidumbre, por lo que las condiciones económicas ex post apropiadas para el desarrollo del proyecto pueden diferir de la valoración realizada en la licitación. En consecuencia, el éxito de la licitación no depende sólo del número de áreas que sean asignadas, sino de cuántas de éstas son desarrolladas cabalmente en el largo plazo.

La Segunda Convocatoria de la Ronda Tres contempla la licitación de cuarenta y dos (42) áreas contractuales para exploración y extracción de hidrocarburos en zonas terrestres en los estados de Nuevo León, Tamaulipas, Veracruz y Tabasco. En consecuencia, las áreas licitadas presentan niveles elevados de incertidumbre en relación con la presencia de hidrocarburos, el volumen potencialmente extraíble y la viabilidad económica de la explotación.

Entre el momento de presentar sus propuestas y el inicio de la producción comercial de los proyectos, los contratistas enfrentarán, entre otros, los siguientes riesgos:

- i) Riesgo geológico: si bien se cuenta con información técnica que permite inferir que existen estructuras de hidrocarburos en las zonas a licitar, esa información no garantiza la existencia de hidrocarburos, ni en su caso de la calidad. Asimismo, el riesgo exploratorio de la mayoría de las áreas de esta licitación se considera alto, por lo que no se garantiza que aun si se*

descubren hidrocarburos, éstos se encuentren en cantidades suficientes para justificar su explotación.

- ii) Riesgo de precio: al ser el hidrocarburo un bien comerciable, su precio se determina en los mercados internacionales por lo que el contratista será "precio aceptante"; como se ha observado en años recientes, los precios internacionales están sujetos a un alto grado de volatilidad e incertidumbre; dado que el horizonte de inversión de este tipo de proyectos fácilmente puede superar tres décadas, el riesgo de precios es significativo. Este riesgo afecta de manera generalizada a todas las empresas y no genera información asimétrica.*
- iii) Riesgo comercial y de costos: únicamente cuando se realiza al menos una perforación, es que se puede tener certeza de las inversiones que serán necesarias para en su caso explotar comercialmente los yacimientos. Además, a lo largo de la vida del proyecto, los costos de los insumos pueden presentar también una alta variabilidad. En el caso de áreas de gas no asociado, el riesgo comercial es especialmente acentuado por su menor valor relativo y la necesidad de generar la infraestructura necesaria para desarrollar este tipo de recurso. Este riesgo es idiosincrático a las empresas por lo que no genera problemas de valoraciones comunes.*

Es importante señalar tres controles particulares del diseño propuesto que incentivan a que cada licitante presente las mejores ofertas posibles, no sólo en términos de valor sino de factibilidad de desarrollo: 1) sólo existe una oportunidad de ofertar; 2) las propuestas no pueden ser modificadas una vez enviadas, y 3) es costoso abandonar la licitación una vez que se hace la propuesta.

En general, se ha considerado que lo más relevante para que se aseguren recursos adecuados para el Estado es contar con un régimen fiscal progresivo. En general, lo anterior se logra a través de dos fuentes: i) la estructura de las regalías consideradas por Ley, que es sensible a los distintos niveles de precios, y ii) el mecanismo de ajuste contemplado en los Contratos."

Adicionalmente, la SHCP indicó que: **(i)** el proceso de licitación será abierto y equitativo para los participantes; **(ii)** el mecanismo de adjudicación se hará público al momento de publicar las BASES en la página electrónica de Rondas México, en apego al principio de máxima publicidad; **(iii)** el esquema propuesto para la determinación del ganador de cada área contractual minimiza los riesgos de corrupción y de colusión entre los participantes, ya que la apertura de las propuestas de los precalificados se hace en presencia de todos los licitantes y, en "[...] cambio, se ha documentado que las subastas ascendentes simultáneas permiten a los participantes sostener acuerdos colusivos mediante la división de las áreas adjudicadas [...] este riesgo se magnifica ante la presencia de participantes asimétricos por su tamaño o por su información de áreas colindantes."¹³

A.2. Análisis en materia de competencia y libre concurrencia

El mecanismo de adjudicación se debe seleccionar en función de las características de los bienes que se subastan, del escenario previsible de concurrencia, y otros factores relevantes como las posibilidades de sustitución y complementariedad entre bienes, cuando se adjudica un determinado

¹³ JUSTIFICACIÓN MECANISMO DE ADJUDICACIÓN, pp. 3 y 4, carpeta "anexo 2 mecanismo de adjudicación y justificación" del CD con folio 0003 del expediente.

conjunto en un mismo proceso de licitación. Además, existen otros principios importantes en el diseño general de una licitación, como los grados de transparencia y el equilibrio entre participantes, que tienen un impacto significativo en el nivel de competencia por las áreas contractuales y, por tanto, en los resultados del proceso.

El mecanismo propuesto por la SHCP ofrece sencillez y facilidad de instrumentación para la convocante (no necesariamente para los interesados) y tiene respaldo en la práctica internacional. Sin embargo, la COFECE considera conveniente hacer las siguientes precisiones.

Selección del mecanismo

Del análisis de la documentación remitida, esta COMISIÓN identifica los siguientes elementos importantes en la selección del mecanismo de adjudicación que se utilizará en la LICITACIÓN:

- a) **Bienes múltiples.** El proceso de adjudicación de la Ronda 3.2 comprende cuarenta y dos (42) áreas contractuales en seis (6) provincias geológicas. Los bloques terrestres seleccionadas por la SENER se ubican tanto en áreas solicitadas por Petróleos Mexicanos ("PEMEX") y que no le fueron otorgadas, como en áreas no solicitadas. Para todas las áreas contractuales existen estudios exploratorios.
- i. **Sabinas-Burgos.** En la provincia de Burgos se encuentra en la zona norte-este del estado de Tamaulipas y noreste de Nuevo León, colindante con la provincia Sabinas, que abarca el norte de los estados de Nuevo León y Coahuila. La primera es la productora de gas no asociado más importante del país, y en la segunda también se extrae este tipo de hidrocarburos, principalmente.¹⁴ Con la agrupación de estas provincias se conformaron veintiún (21) áreas contractuales.

¹⁴ En la provincia de Burgos, las rocas generadoras corresponden principalmente a litologías arcillo-calcáreas del Jurásico Superior Tithoniano y lutitas del Paleógeno. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en areniscas interestratificadas del Paleógeno en trampas anticlinales tipo "roll-over" y cierres contra falla. En Sabinas, las rocas generadoras corresponden a la Formación "La Casita" del Jurásico Superior Tithoniano y los hidrocarburos se encuentran almacenados en rocas del Jurásico Superior y Cretácico Inferior en trampas estructurales laramídicas. Fuente: *Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019*. Secretaría de Energía, 2017 ("*Programa Quinquenal 2017*"), p. 25., disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/200397/Plan_Quinquenal_2017_vf_140320173.pdf

PEMEX recibió varias asignaciones en estas provincias.¹⁵ En la Cuenca de Burgos se otorgaron ocho (8) áreas contractuales en la Ronda 1.3,¹⁶ seis (6) en la Ronda 2.2,¹⁷ y cuatro (4) en la Ronda 2.3.¹⁸ Varios de los bloques son contiguos o cercanos.

- ii. **Tampico-Misantla.** Comprende el extremo sureste de Tamaulipas y la región norte-centro del estado de Veracruz. En esta provincia¹⁹ contiene principalmente aceite, y registra el mayor potencial de recursos prospectivos no convencionales estimado en treinta y cuatro mil novecientos veintidós millones de barriles de petróleo curdo equivalente (34,922) MMbpce.²⁰ En esta región se incluyen tres (3) bloques para la RONDA 3.2.

Las áreas para exploración asignadas a PEMEX en la franja oeste de este sector se encuentran alejadas de los tres (3) bloques que se incluyeron para la LICITACIÓN.²¹ Los bloques para extracción asignados a PEMEX son aledaños a dos (2) bloques de la RONDA 3.2.²²

En la parte norte de la provincia Tampico-Misantla se adjudicaron cinco (5) áreas contractuales en la Ronda 1.3,²³ y una en la Ronda 2.3,²⁴ que están alejadas de las áreas objeto de la LICITACIÓN. Algunas asignaciones de PEMEX son aledañas a estas áreas.

¹⁵ Programa Quinquenal 2017, p. 12, y archivo "COFECE R3.2 Anexo 6" pp. 7 y 8, carpeta "anexo 6 información ronda cero" del CD con folio 0003 del expediente.

¹⁶ Una fue adjudicada al Consorcio Sistemas Integrales de Compresión, S.A. de C.V./ Nuvoil, S.A. de C.V./ Constructora Marusa, S.A. de C.V. (Benavides-Primavera); dos a la sociedad Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V. (Calibrador y Mareógrafo); tres a Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V. (Carretas, Peña Blanca, Ricos); una a Construcciones y Servicios Industriales Globales, S.A. de C.V. (Duna) y otra a Sarreal, S.A. de C.V. (San Bernardo). Fuente: Programa Quinquenal 2017, p. 15, y <https://rondasmexico.gob.mx/>.

¹⁷ Un área a Iberoamericana de Hidrocarburos CQ/ Exploración & Producción de México, S.A. de C.V., y cinco a Pantera Exploración/ Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. Fuente: <https://rondasmexico.gob.mx/>.

¹⁸ Dos áreas a Iberoamericana de Hidrocarburos CQ/ Exploración & Producción de México, S.A. de C.V., y dos a Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. en consorcio con Verdad Exploración México, S. de R.L. de C.V. Fuente: <https://rondasmexico.gob.mx/>.

¹⁹ En Tampico-Misantla las rocas generadoras son lutitas carbonosas del Jurásico Inferior- Medio; mudstone calcáreo arcilloso y lutitas del Jurásico Superior Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano, siendo el último el más importante. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en calizas y areniscas del Jurásico Medio, calizas oolíticas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, calizas arrecifales y de talud arrecifal del Cretácico Medio, calizas fracturadas del Cretácico Superior y las areniscas del Paleoceno-Eoceno y Neógeno. Las trampas son de tipo estructural, estratigráficas y combinadas asociadas a altos de basamento. Programa Quinquenal 2017, p. 25.

²⁰ Programa Quinquenal 2017, p. 28.

²¹ Programa Quinquenal 2017, p. 12, y archivo "COFECE R3.2 Anexo 6" pp. 7 y 8, carpeta "anexo 6 información ronda cero" del CD con folio 0003 del expediente.

²² Idem.

²³ Un contrato a Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. (Barcodón), tres al Consorcio Geo Estratos, S.A. de C.V./ Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V. (La Laja, Pontón y Tecolutla) y uno a Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V. (Paso de Oro). Fuente: Programa Quinquenal 2017, pp. 6, 9, 12 y <https://rondasmexico.gob.mx/>.

²⁴ Otorgada a Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. Fuente: <https://rondasmexico.gob.mx/>.

- iii. **Veracruz.** Esta provincia se encuentra en la porción sur del estado de Veracruz, en la que se encuentran gas y aceites en secuencias del terciario y Mesozoico.²⁵ En esta región se incluyen nueve (9) bloques para la RONDA 3.2.

Las áreas para exploración asignadas a PEMEX en este sector son aledañas a seis (6) de los bloques que se incluyeron en la LICITACIÓN.²⁶ Una franja para extracción asignada a PEMEX atraviesa uno (1) de los bloques de la RONDA 3.2.²⁷

En esta provincia geológica se han adjudicado dos (2) contratos, en la Ronda 2.3,²⁸ no cercanos a los bloques de la LICITACIÓN en esta región.

- iv. **Cuencas del Sureste-Chiapas.** La provincia Cuencas del Sureste es la productora de aceite más importante del país,²⁹ donde se encuentran la mayor parte de las asignaciones terrestres para extracción y exploración otorgadas a PEMEX. El Cinturón Plegado de Chiapas, que abarca la mayor parte del estado de Chiapas y el extremo noreste de Oaxaca se produce de aceite y condensados.³⁰ Los ocho (8) de los nueve (9) bloques considerados para la LICITACIÓN se encuentran alejados a las asignaciones de exploración de esta empresa productiva del Estado, y sólo uno (1) es parcialmente contiguo a una asignación.

²⁵ En la provincia Veracruz las rocas generadoras son principalmente calizas arcillosas y lutitas del Jurásico Superior Tithoniano, calizas arcillosas del Cretácico Medio y lutitas del Mioceno Superior. Las rocas almacenadoras son principalmente siliciclastos del Eoceno y Mioceno así como calizas del Cretácico Medio-Superior. Los yacimientos se encuentran en trampas estructurales neógenas y laramídicas. *Programa Quinquenal 2017*, p. 25.

²⁶ *Programa Quinquenal 2017*, p. 12, y archivo "COFECE R3.2 Anexo 6" pp. 7 y 9, carpeta "anexo 6 información ronda cero" del CD con folio 0003 del expediente.

²⁷ *Idem.*

²⁸ Una a Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. y otra a Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. en Consorcio con Verdad Exploración México, S. de R.L. de C.V. Fuente: <https://rondasmexico.gob.mx/>.

²⁹ En las Cuencas del Sureste las rocas generadoras principales son calizas arcillosas del Jurásico Superior Tithoniano de distribución regional, localmente se tienen calizas arcillosas del Cretácico y lutitas del Mioceno. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en carbonatos y areniscas del Jurásico Superior, en carbonatos del Cretácico, en brechas carbonatadas del Paleógeno y en areniscas del Neógeno en trampas estructurales y combinadas de diferentes edades. *Programa Quinquenal 2017*, p. 25.

³⁰ En la provincia Cinturón Plegado de Chiapas las rocas generadoras corresponden a calizas arcillosas y lutitas del Jurásico Superior Tithoniano y secuencias carbonatada-evaporíticas del Cretácico Inferior-Medio. Los hidrocarburos están almacenados en calizas y dolomías del Cretácico en trampas. *Programa Quinquenal 2017*, p. 26.

En la Ronda 1.3 se otorgaron doce (12) contratos en esta región,³¹ uno (1) en la Ronda 2.2,³² y seis (6) en la Ronda 2.3.³³ Algunos de los bloques son contiguos o cercanos.

En general, las sinergias y complementariedades entre áreas contractuales se logran con bloques contiguos o muy cercanos. Esta posibilidad podría, eventualmente, obtenerse donde existen vecindades con áreas de exploración y extracción de PEMEX y de los agentes económicos que obtuvieron contratos en las Rondas 1.3, 2.2 y 2.3. Las probabilidades de que tales sinergias y complementariedades se realicen dependen de diversos factores, entre los que se encuentran, entre otros, el tamaño de los bloques, el nivel de riesgo geológico asociado a cada uno y los niveles de inversión para explotar un campo petrolero.

Entre los aspectos relevantes a considerar en la elaboración de propuestas para licitaciones que comprenden varios bloques para exploración y extracción, destacan los niveles de inversión necesarios para desarrollar y explotar campos petroleros, que en general son elevados.³⁴ Asimismo, se encuentran las posibilidades de éxito geológico (probabilidad de encontrar una acumulación económicamente viable de hidrocarburos).³⁵ Además, mayores dimensiones de las áreas contractuales podrían implicar recursos más elevados, tanto para comprobar la existencia de hidrocarburos como para explotar los campos.

En contraparte, la existencia de información exploratoria de mejor calidad obtenida por empresas especializadas en levantamientos sísmicos que operan con permisos emitidos bajo la LH por la SENER, para realizar trabajos exploratorios con métodos y equipos modernos, se encuentra a disposición de los interesados en la LICITACIÓN. Este acervo de información de reciente creación puede disminuir el grado de incertidumbre asociada a las decisiones de inversión, que se basan en la interpretación de imágenes de la geología del subsuelo.

³¹ Extremo sur de Veracruz, Tabasco y norte de Chiapas: Grupo Diarqco, S.A. de C.V. (dos áreas, Calicanto, Mayacaste), Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V. (Cuichapa Poniente), Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V. (Fortuna Nacional), Renaissance Oil Corp S.A. de C.V. (tres áreas, Malva, Mundo Nuevo, Topén), Canamex Dutch B.V. en consorcio con Perfolat de México, S.A. de C.V. y American Oil Tools S. de R.L. de C.V. (Molocán), Roma Energy Holdings, LLC en consorcio con Tubular Technology, S.A. de C.V. y Gx Geoscience Corporation, S. de R.L. de C.V. (Paraíso), Grupo R Exploración y Producción, S.A. de C.V. en consorcio con Constructora y Arrendadora México, S.A. de C.V. (Secadero), Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V. (Tajón) y Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. (Catedral) *Programa Quinquenal 2017*, p. 15.

³² Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. Fuente: <https://rondasmexico.gob.mx/>.

³³ Dos a Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., dos a Shandong and Keruy Petroleum, S.A. de C.V. en consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V. y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V., y dos a Operadora Bloque 12, S.A. de C.V. Fuente: <https://rondasmexico.gob.mx/>.

³⁴ Las estimaciones de costos de inversión totales por bloque de la LICITACIÓN van entre \$129.8-\$342.6 millones de dólares, conforme a al escenario medio (probabilidad de 50% de que las cantidades de hidrocarburos realmente recuperados sean iguales o mayores al volumen estimado), contenidas en la subcarpeta "Asistencia Técnica_3.2_22nov17.zip", de la carpeta "anexo 5 información áreas contractuales" del CD con folio 0003 del expediente.

³⁵ La probabilidad de éxito geológico de las áreas para exploración y extracción en los bloques terrestres incluidos en la Ronda 3.2 es de 36% en promedio, en una estimación muy gruesa. Fuente: Archivo "Riesgo geológico R03L02", carpeta "anexo 8 desglose de indicadores", del CD con folio 0003 del expediente.

Por lo anterior, se considera que existen posibilidades de una explotación complementaria de los bloques de la LICITACIÓN aledaños a los asignados en las Rondas anteriores.

En el caso de PEMEX, el hecho de que sus asignaciones hayan sido ajustadas para que correspondan a la estructura geológica que almacena los hidrocarburos objeto de la exploración o extracción, hace suponer que para esta empresa productiva del Estado la información geológica es relativamente independiente entre bloques, por lo que la posibilidad de que la información de un bloque sea útil en determinar el éxito geológico de uno contiguo se estima como relativamente baja.³⁶

- b) **Valor común del bien.** La literatura de subastas identifica los bloques para explotar hidrocarburos como de “valor común”, considerando que los postores valúan de manera similar cada una de las áreas, basados en el conocimiento de los precios de los hidrocarburos que se observan en los mercados al momento de la licitación, así como de las expectativas de los precios futuros. Si bien ninguno de los licitantes tiene información precisa sobre los precios futuros, sus valoraciones podrían estar correlacionadas.³⁷

Las expectativas sobre los volúmenes de extracción dependen principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, de su disponibilidad en el momento de estimar e interpretar esta información, así como de la experiencia y capacidad de los geólogos, ingenieros y expertos en ciencias de la tierra contratados por empresa petrolera. El nivel de incertidumbre implícito en estos aspectos se evalúa clasificando las cantidades estimadas de hidrocarburos en reservas³⁸ probadas, probables y posibles, así como en recursos prospectivos.

Además, los licitantes quieren estimar la cantidad y calidad de hidrocarburos que podrían obtener, así como el tipo de equipos que utilizarán, los costos de tales equipos y el nivel de financiamiento necesario para desarrollar cada bloque. A la vez, los costos de la exploración y extracción son en general significativos y se encuentran estrechamente asociados a las posibilidades de éxito geológico (probabilidad de encontrar una acumulación económicamente viable de hidrocarburos) que implican altos niveles de incertidumbre.³⁹

³⁶ Archivo “COFECE R3.2 Anexo 6” p. 3, carpeta “anexo 6 información ronda cero” del CD con folio 0003 del expediente.

³⁷ Haile, P., Hendricks, K., Porter, R. y Onuma, T. (2012), “*Testing Competition in U.S. Offshore Oil and Gas Lease Bidding*”. Cramton, Peter (2007), “*How Best to Auction Oil Rights*”, en Humphreys, Macartan, Jeffrey Sachs y Joseph Stiglitz, *Escaping the Resource Curse*, Columbia University Press, 2007, cap. 5. Haile, P., Hendricks, K. y Porter, R. (2010), “Recent U.S. Offshore Oil and Gas Lease Bidding: A Progress Report”, *International Journal of Industrial Organization*, 28, pp. 390-396.

³⁸ Las reservas son los volúmenes de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural que se estima extraer en cantidades comercialmente viables, calculados bajo ciertas referencias, en una fecha determinada. La estimación de las reservas se realiza con métodos geológicos y de ingeniería que parten de procesos de caracterización de yacimientos, ingeniería de yacimientos, de producción y evaluación económica. Fuente: *Programa Quinquenal 2017*, p. 20 y http://www.pemex.com/ayuda/preguntas_frecuentes/Paginas/reservas_hidrocarburos.aspx.

³⁹ Para evaluar el éxito y el riesgo geológico se consideran parámetros geológicos, geofísicos y geoquímicos que tienen cierta probabilidad de existir, y que indican la presencia de hidrocarburos: roca generadora, roca almacenadora, roca de trampa, roca sello y sincronía o dinámica del campo. La probabilidad del éxito geológico se obtiene multiplicando las probabilidades de ocurrencia

Así, se observan los siguientes factores relacionados con la valoración de las áreas para explorar y extraer hidrocarburos en una licitación: **i)** el conocimiento general (“común”) de los precios internacionales de estos productos; **ii)** la interpretación de cada empresa de lo que se podría extraer del subsuelo basada en estudios sísmicos, perfiles geológicos, y la forma en que valora los distintos tipos de reservas; y **iii)** la capacidad financiera de los interesados, el número y las características de los yacimientos que está explotando en una misma jurisdicción y/o en diversas partes del mundo, su experiencia o especialización en algún tipo de prospecto geológico, etc.

En un contexto de alta incertidumbre con elementos de valor común, la valoración de cada licitante es relevante para la valoración de los demás, de modo que un mecanismo de adjudicación que permita una etapa de descubrimiento de precios incrementa la efectividad de la subasta.⁴⁰

- c) Posición de PEMEX frente a otros interesados.** En la Ronda Cero se otorgaron a Pemex doscientos cuarenta y ocho (248) campos de extracción y cuarenta y siete (47 áreas) de exploración en zonas terrestres de recursos convencionales, para los que demostró contar con las suficientes capacidades técnicas, financieras y de ejecución para una explotación y el desarrollo eficiente de los recursos. Estas conclusiones se dieron bajo el supuesto de una operación de PEMEX sin socios, conforme lo establecido en el Sexto Transitorio del DECRETO REFORMA ENERGÉTICA para la evaluación de la solicitud de asignaciones para la Ronda Cero. No obstante, la SENER señala que, en “[...] *futuras rondas de licitación PEMEX siempre podría participar en las áreas de exploración o campos de extracción de su interés, complementando sus capacidades con algún socio*”.⁴¹

Posteriormente, los reguladores del sector energía ajustaron la superficie de los bloques de exploración o extracción de PEMEX, para “[...] *ajustar la asignación de los bloques a la superficie que corresponde a la estructura geológica que almacena los hidrocarburos objeto de la exploración o extracción [...que...] a 2017 se traducen en 203 asignaciones para extracción y 49 asignaciones de exploración y extracción derivado de diversos procesos de modificación de asignaciones*”.⁴²

La mayor parte de las asignaciones a PEMEX terrestres, tanto de extracción como de exploración le fueron otorgadas en el área de las Cuencas del Sureste, y en las regiones

de cada uno los elementos antes referidos. Las bajas probabilidades se deben a que las características de los diferentes niveles del subsuelo a perforar son desconocidas, por lo que las empresas toman sus decisiones a partir de la interpretación de las imágenes generadas por los reflejos sonoros del subsuelo, estimaciones basadas en modelos teóricos, así como en la experiencia y conocimiento de la persona que interpreta los datos que arroja la exploración superficial. Fuente: Expediente LI-019-2015, folio 0275.

⁴⁰ La literatura de subastas indica que, típicamente, el componente de valoración privada tiene una importancia secundaria. Véase Cramton, Peter (2007), “How Best to Auction Oil Rights”, en Humphreys, Macartan, Jeffrey Sachs y Joseph Stiglitz, *Escaping the Resource Curse*, Columbia University Press, 2007, cap. 5. p. 120.

⁴¹ Archivo “COFECE R3.2 Anexo 6” p. 3, carpeta “anexo 6 información ronda cero” del CD con folio 0003 del expediente.

⁴² *Ibidem*, p. 3.

Tampico-Misantla y Veracruz. En octubre de dos mil diecisiete, dos de las asignaciones de exploración en las Cuencas del Sureste migraron contratos de exploración y extracción, para asegurar el desarrollo de los campos, con los recursos financieros y técnicos de los socios.⁴³

Algunos bloques de la LICITACIÓN son adyacentes a alguna de las asignaciones de PEMEX para exploración. Sin embargo, en virtud de los elevados niveles de incertidumbre sobre las probabilidades de encontrar hidrocarburos en cantidades comercialmente explotables y los altos costos que implica la perforación de pozos exploratorios, es poco probable que tales vecindades impliquen una ventaja significativa.

Por otro lado, el hecho de que las áreas contractuales que se licitarán en la Ronda 3.2 incluyan campos que no fueron otorgados a PEMEX, porque no demostró contar con capacidades financieras y de ejecución suficientes para un desarrollo eficiente de las áreas que le fueron negadas,⁴⁴ indican que esta empresa no se encuentra en una situación más favorable frente a otros agentes económicos.

- d) **Asimetrías de información.** Todos los posibles interesados desconocen las verdaderas características geológicas de las áreas que se licitarán, así como la cantidad y tipo de hidrocarburos que efectivamente contienen.

La información geológica que PEMEX había generado en los años previos a la apertura del sector petrolero a la inversión privada, que incluye la que corresponde a las áreas de la LICITACIÓN ha sido transferida a la CNH. Además, los ganadores de áreas contractuales también deben entregar información a la CNH y existe un número importante de agentes económicos autorizados para realizar actividades de exploración que ponen a disposición de las empresas petroleras.⁴⁵ Dicha información se hará del conocimiento de los participantes en el “cuarto de datos” por medio de la CNH.

En este sentido podrían no existir diferencias significativas respecto de la información geológica con la que podría contar cada agente económico interesado en participar en la LICITACIÓN. En todo caso, la adquisición de información distinta a la que pondrá a disposición la CNH, generada por nuevas fuentes dependerá del costo de dicha información y de los recursos disponibles de cada interesado en participar.

- e) **Asociación entre grandes operadores.** En las BASES no se toma en cuenta la figura de Empresa o Compañía Petrolera de gran escala que se incluyó en las dos primeras convocatorias de la Ronda 1, lo que permitiría la formación de consorcios y asociaciones en participación sin restricción alguna respecto del tamaño de las integrantes.

En un contexto en el que los recursos que se requieren para la exploración y extracción de hidrocarburos son en general elevados, y se observan condiciones desfavorables de los

⁴³ *Ibidem*, p. 4.

⁴⁴ *Ibidem*, pp. 1 a 3 y 7.

⁴⁵ Véase <http://portal.cnih.cnh.gob.mx/> y <http://www.gob.mx/cnh/documentos/consulta-el-padron-ares>.

mercados de hidrocarburos con una evolución futura incierta, la asociación entre grandes empresas petroleras podría facilitar un desarrollo viable de campos y suponer mayor concurrencia en la LICITACIÓN. No obstante, las áreas más extensas como las consideradas en esta licitación también podrían implicar ventajas a favor de estos agentes económicos, que cuentan con mayores recursos técnicos y económicos.

En efecto, es de esperar que una mayor extensión de las áreas a licitar conlleve el uso de mayores recursos para comprobar la existencia de hidrocarburos y explotar los yacimientos, lo cual podría generar incentivos en los grandes jugadores para formar consorcios y asociarse sólo entre ellos. Una situación como ésta podría afectar la concurrencia de empresas de menor tamaño relativo, cuya participación individual no pueda ser viable ante los elevados requerimientos financieros de la explotación de campos.

Por lo anterior, se considera necesario incluir en las BASES de la LICITACIÓN la definición de “*Compañía petrolera de gran escala*”⁴⁶, y señalar que no será posible la formación de consorcios y asociación en participación que incluyan a más de una de esas empresas. Esta medida, aunada a la prohibición de que una misma compañía, o alguna otra empresa que forme parte del mismo grupo de interés económico presente posturas por un mismo bloque, ya sea directa o indirectamente, en lo individual o a través de consorcios, permitirán prevenir conductas que generen efectos dañinos a la libre concurrencia y competencia económica en el proceso licitatorio, y contribuirán al logro de los objetivos de esta licitación.

Conclusiones sobre el mecanismo de asignación

Esta COMISIÓN considera que, para el caso de bienes múltiples con valores comunes dentro de un contexto de incertidumbre, una subasta abierta ascendente tiene mayor potencial para generar las mejores condiciones en beneficio del Estado, frente a la subasta a primer precio en sobre cerrado.⁴⁷

⁴⁶ De acuerdo con la SENER, una *Compañía petrolera de gran escala* es cualquier compañía petrolera que individualmente o en conjunto con cualquier otra de sus compañías filiales o sobre las que ejerza el control o tenga influencia significativa, tuviera una producción promedio de petróleo, gas natural o condensados mayor o igual a 1'600,000 barriles diarios de petróleo crudo equivalente en un año previo. Véase, por ejemplo, las versiones públicas de las bases de las licitaciones CNH-R01-L01/2014 (Ronda 1.1), CNH-R01-L02/2015 (Ronda 1.2) y CNH-R01-L03/2015 (Ronda 1.3); y la versión pública de la resolución LI-003-2015 (Ronda 1.3). En la resolución del expediente LI-013-2014 (Ronda 1.2), la COMISIÓN utilizó el término “operadores principales” para referirse a *Compañías petroleras de gran escala*. Fuentes: http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/09/R01L01_Bases-Licitacion_20150609.pdf (Ronda 1.1); <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/20150825-Bases-actualizadas.pdf> (Ronda 1.2); http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/12/R01L03_Bases-Licitacion_20151120.pdf (Ronda 1.3); Resolución del expediente LI-013-2014: <http://www.cofece.mx:8080/cfcre resoluciones/docs/Procesos%20de%20Privatizacion%20y%20Licitaciones/V227/0/2081228.pdf> y resolución del expediente LI-003-2015: <http://www.cofece.mx:8080/cfcre resoluciones/docs/Procesos%20de%20Privatizacion%20y%20Licitaciones/V249/3/2306005.pdf>.

⁴⁷ No pasa desapercibido para esta COMISIÓN que la SHCP, en el numeral 3 de la JUSTIFICACIÓN MECANISMO DE ADJUDICACIÓN, pp. 4 y 5, carpeta “anexo 2 mecanismo de adjudicación y justificación” del CD con folio 0003 del expediente, señaló que la subasta al primer precio en sobre cerrado permite maximizar los ingresos del Estado considerando que los licitantes tienen un cierto grado de aversión al riesgo y tienen valoraciones privadas independientes sobre las áreas contractuales; para apoyar lo anterior, se cita el documento de Maskin, Eric y John Riley, “*Asymmetric Auctions*”, The Review of Economic Studies, 67, 2000. En opinión de esta

Una subasta abierta ascendente permite, a través de la puja de los postores, que éstos obtengan información sobre el valor común de los bienes durante el proceso de licitación (fenómeno conocido como “descubrimiento de precios”), lo que reduce la incertidumbre de los participantes e incentiva la participación de un número mayor de postores y de ofertas más agresivas, representativas de la verdadera valoración que cada uno da al bien. De esta manera, se generan los mayores incentivos a la participación de postores, eficiencia y competencia. En contraste, un esquema de sobre cerrado no permite obtener información sobre el valor común de lo licitado, lo que generalmente provoca postores cautelosos y menores incentivos a la concurrencia a través de una menor cantidad de postores.⁴⁸

Entre los diversos formatos de subastas abiertas ascendentes, para esta COMISIÓN la subasta abierta simultánea ascendente tipo “clock” es adecuada. Este tipo de subastas consiste de rondas múltiples, en las que el subastador anuncia los precios de cada bien licitado y los postores revelan, a través de pujas para cada uno, si tienen interés al precio anunciado. Los precios aumentan cuando existe más de un interesado y la subasta termina cuando queda un solo interesado en la puja de cada bien.

La subasta simultánea ascendente podría ser relativamente más proclive a la colusión, ya que la revelación de las posturas favorece las señales en precios. Sin embargo, este problema se puede resolver con el anonimato tanto de las posturas en general como de las posturas provisionales ganadoras, lo que contrarresta las posibilidades de colusión.⁴⁹

En este sentido, dados los requerimientos de inversión significativos e incertidumbre derivada de las posibilidades de éxito geológico y de las condiciones de los mercados internacionales de hidrocarburos, esta COMISIÓN considera que para incentivar la concurrencia a la LICITACIÓN es necesario aplicar el mecanismo de subasta abierta simultánea ascendente tipo “clock” para lograr la maximización de los ingresos del Estado. Asimismo, este tipo de subastas reducen los riesgos a una sobrevaloración del bien subastado, mitigando el riesgo de la maldición del ganador ya mencionado y sus posibles efectos inhibidores en la agresividad por competir con posturas mayores, así como reducir las posibilidades de retiro de oferta de los postores y de declarar la

COMISIÓN este documento no es aplicable al caso que nos ocupa, ya que la cita de dicho documento resulta incorrecta pues ésta no es un resultado o conclusión del mismo. La premisa de que con aversión al riesgo se rompe el teorema de equivalencia del ingreso no se demuestra en el documento citado, sino que el documento cita trabajos anteriores, de distintos autores, que muestran qué sucede cuando hay aversión al riesgo en una subasta.

Dichos trabajos, suponiendo valores individuales, muestran que la subasta a sobre cerrado le permite obtener más ingresos al subastador de lo que le permitiría una subasta ascendente. La intuición detrás de dicho resultado está en que, al ser adversos al riesgo, los pujantes tendrían una mayor utilidad marginal en caso de no ganar el bien, lo que implica mayor agresividad en pujas que en caso de neutralidad al riesgo. Al respecto, incluso esos documentos y resultados no tienen sentido en la subasta en comento, pues todos se basan en el supuesto de valores individuales, el cual no aplica para el caso en análisis pues estamos hablando de subastas de valores comunes o afiliados en los que, como el trabajo de Maskin y Riley plantea, aplica el teorema de Milgrom y Weber.

⁴⁸ Tal comportamiento se relaciona con la “maldición del ganador”, que conduce a la sobrevaloración del bien subastado cuando los licitantes compiten por bienes múltiples de valor común. Para evitar lo anterior, los postores son por lo general menos agresivos, lo que resulta en ingresos menores a los esperados.

⁴⁹ Véase Cramton, Peter (2007), “How Best to Auction Oil Rights”, en Humphreys, Macartan, Jeffrey Sachs y Joseph Stiglitz, *Escaping the Resource Curse*, Columbia University Press, 2007, cap. 5.

subasta desierta por no superar los precios de reserva establecidos. De la misma manera, este tipo de diseño tiene la bondad de eliminar los riesgos de abandono de contrato, y las posteriores adjudicaciones a segundo lugar, que resultan en adjudicaciones menos favorables para el Estado.⁵⁰

Otros aspectos del mecanismo

El artículo 6 de la LISH dispone que en los contratos de licencia se establecerán las siguientes contraprestaciones a favor del Estado por: **i)** un bono a la firma; **ii)** la cuota contractual para la fase exploratoria;⁵¹ **iii)** las regalías, determinadas conforme el artículo 24 de la LISH;⁵² y, **iv)** una contraprestación que se determinará en los contratos, considerando la aplicación de una tasa al valor contractual de los hidrocarburos.

De acuerdo con el artículo 7 de la LISH, el bono a la firma *“será determinado por la [SHCP] para cada Contrato y su monto, así como sus condiciones de pago, se incluirán en las bases de la licitación para su adjudicación”*.

Por otro lado, el cuarto párrafo del artículo 26 de la LISH señala que las *“variables de adjudicación estarán asociadas al monto o porcentaje de recursos que reciba el Estado, así como, en su caso, al monto que el Contratista comprometa como inversión”*, y que la SHCP *“podrá optar por incluir en cualquier Contrato cualquiera de las Contraprestaciones señaladas en esta Ley o una combinación de las mismas.”*

A continuación, se presentan las consideraciones de esta autoridad en materia de competencia sobre estos aspectos del mecanismo de adjudicación.

Descripción del mecanismo de adjudicación

a. Criterio de adjudicación. El ganador del contrato de cada área será el participante que haya presentado la propuesta económica que contenga el Valor Ponderado de la Oferta o “VPO” más elevado, calculado hasta el tercer decimal,⁵³ de conformidad con lo siguiente:

⁵⁰ Para prevenir este tipo de comportamientos y resultados, en el numeral 4.1, incisos f) y g) de las BASES se establece que la convocante no aceptará propuestas o celebrar contratos con compañías, consorcio o asociaciones en participación y sus miembros a los que se les haya hecho efectiva directamente, o bien a sus filiales o accionistas, más de una garantía de seriedad en los últimos cinco años en un proceso de licitación para la adjudicación de contratos para la exploración y/o extracción de hidrocarburos, así como a aquéllos que, al ser segundo lugar adjudicado, no hubieran firmado el contrato adjudicado como primer lugar en otra área contractual por causas imputables a esos agentes económicos. Fuente: archivo “20171204 Proyecto bases de licitación 3.2 COFECE” (“PROYECTO BASES”), pp. 18 y 19, carpeta “anexo 4 bases” y archivo “Justificación a las Reglas de Participación R 3 2”, p. 1, carpeta “anexo 7 justificación reglas de participación” del CD con folio 0003 del expediente.

⁵¹ Corresponde a la cuota por la parte del área contractual que no se encuentre en la fase de producción, de conformidad con lo establecido en el artículo 23 de la LISH.

⁵² El monto de las regalías por tipo de hidrocarburo se calculará aplicando la tasa determinada de conformidad con las fracciones I a III del artículo 24 de la LISH, sobre el valor contractual del petróleo, del gas natural y de los condensados, según corresponda.

⁵³ Archivo “349-B-1429 ANEXO A”, p. 1, carpeta “anexo 2 mecanismo de adjudicación y justificación”, del CD con folio 0003 del expediente.

El Valor Ponderado de la Oferta de la propuesta económica se calculará considerando el valor de la Regalía Adicional en la utilidad operativa y el factor de inversión adicional para el área contractual que corresponda, de conformidad con la siguiente fórmula:⁵⁴

$$VPO = \text{Regalía Adicional} + \left(7.55 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 1.33 \right) \times \text{Factor de Inversión}$$

La Regalía Adicional “[...] es el valor de la Regalía Adicional como porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos”, que se expresará a dos dígitos y dos decimales. El Factor de Inversión es una “variable discreta” que sólo podrá adoptar uno de tres valores: **i)** 1.5 (uno punto cinco) en caso de que el licitante adquiriera compromiso de inversión adicional igual a las unidades de trabajo requeridas para cada Área Contractual, equivalentes a dos pozos durante el periodo de exploración, con las especificaciones establecidas en las BASES; **ii)** 1 (uno) para un compromiso de inversión adicional igual a las unidades de trabajo equivalentes a un pozo durante el periodo de exploración, con las especificaciones establecidas en las BASES; o **iii)** 0 (cero) si no compromete inversión adicional.

b. Presentación de propuestas.⁵⁵ Las propuestas se presentarán conforme a lo siguiente:

- i) Cuando en la propuesta económica se ofrezca el valor máximo de la Regalía Adicional establecido por la SHCP y un factor de inversión adicional de 1.5 (uno punto cinco), la propuesta deberá incluir el ofrecimiento de un monto en efectivo.⁵⁶ La propuesta se deberá entregar en un sobre cerrado al inicio de la sesión.
- ii) Cuando se ofrezca un valor de la Regalía Adicional menor al máximo establecido por la SHCP, o un valor de Regalía Adicional equivalente al máximo establecido por la SHCP y un factor de inversión adicional menor al 1.5 (uno punto cinco) se entregarán dos sobres, uno con la propuesta económica y un segundo que contenga una oferta del monto en efectivo considerando hasta centavos. Este último sobre sólo se abrirá, en caso de que exista empate en el valor de la Regalía Adicional menor al máximo.⁵⁷

c. Mecanismo de desempate. El ganador será el que ofrezca el mayor monto en efectivo, que se pagará previamente a la suscripción del contrato. Si el empate persiste, se utilizará el método de insaculación, sin perjuicio de la obligación de pagar la cifra que resulte del primer criterio de desempate.⁵⁸

⁵⁴ *Idem.*

⁵⁵ Archivo “349-B-1429 ANEXO B”, p. 4, carpeta “anexo 2 mecanismo de adjudicación y justificación”, del CD con folio 0003 del expediente.

⁵⁶ La cantidad ofrecida que se pagará mediante cheque o transferencia al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo de manera previa a la suscripción del contrato.

⁵⁷ *Idem.*

⁵⁸ Archivo “349-B-1429 ANEXO B”, p. 4, carpeta “anexo 2 mecanismo de adjudicación y justificación”, del CD con folio 0003 del expediente.

- d. También se prevé, que para el caso en que el ganador no formalice el contrato respectivo, que el contrato de que se trate se otorgará al licitante que haya ofrecido la segunda mejor oferta.⁵⁹ Asimismo, se señala que:

“En virtud de que los hidrocarburos son considerados como mercancías que son intercambiadas en mercados competitivos (“commodities”), la competencia inducida por el mecanismo de adjudicación seleccionado no tiene implicaciones sobre el consumidor final. En cambio, contribuye a garantizar la competencia y transparencia en los procesos de licitación, de forma que el Estado obtenga las mejores condiciones para el desarrollo de los proyectos y a su vez pueda capturar una mayor renta petrolera en beneficio de la Nación.

*Finalmente, el mecanismo propuesto tiene como objetivo permitir que exista el mayor número posible de participantes, cuidando que efectivamente tengan la capacidad para realizar los proyectos en las áreas contractuales licitadas.”*⁶⁰

Esta COMISIÓN considera que establecer como primer criterio de adjudicación componentes adicionales al valor que los participantes están dispuestos a pagar podría distorsionar la competencia por obtener los contratos. Esto es así porque tales componentes, incluso los binarios o discretos sobre compromisos de inversión, tienden a desviar los incentivos de reflejar el verdadero valor que los licitantes están dispuestos a pagar por obtener las áreas, lo que podría conllevar a una reducción del esfuerzo para extraer los hidrocarburos.

Asimismo, la previsión de otorgar el contrato al segundo lugar cuando el ganador no lo firme, podría facilitar conductas tendientes a coordinar propuestas y actuaciones de los licitantes en el proceso de adjudicación.

Por otra parte, el mecanismo de adjudicación de esta licitación basado en la regalía ofrecida afecta en general las bondades de la licitación como mecanismo de maximización de los ingresos de la Nación. Asimismo, el criterio podría propiciar la disminución de incentivos en la extracción de petróleo al reducir el esfuerzo a extraerlo. En opiniones sobre convocatorias anteriores la Comisión se ha pronunciado por incluir el bono a la firma como parte de los criterios de adjudicación, ya que éste permite alinear los intereses de los ganadores y el Estado al incentivar que los agentes económicos materialicen su programa de inversiones de manera más eficiente, esto, porque permite recuperar el monto erogado por el bono inicial lo más rápido posible. Si bien, ha sido práctica reciente establecer un tope para la regalía que se puja, lo cual aminorar el efecto nocivo de reducción de esfuerzo mencionado, esta práctica ha tenido la consecuencia que la probabilidad de empate en el Valor Ponderado de la Oferta aumente⁶¹. No obstante, cuando no existe el empate, el Estado deja de percibir el bono a la firma ofrecido por el participante ganador debido a que esta oferta

⁵⁹ Archivo “349-B-1429”, p. 7, carpeta “anexo 2 mecanismo de adjudicación y justificación”, del CD con folio 0003 del expediente.

⁶⁰ *Idem.*

⁶¹ Fuente: Resultados de las licitaciones,
<https://rondasmexico.gob.mx/CNH-R02-L02-A7-BG-2017/>,
<https://rondasmexico.gob.mx/CNH-R02-L03-BG-02-2017/>,
<https://rondasmexico.gob.mx/CNH-R02-L03-CS-01-2017/>,
<https://rondasmexico.gob.mx/CNH-R02-L03-CS-05-2017/>,

<https://rondasmexico.gob.mx/CNH-R02-L01-A9-CS-2017/>,
<https://rondasmexico.gob.mx/CNH-R02-L03-BG-01-2017/>,
<https://rondasmexico.gob.mx/CNH-R02-L03-TM-01-2017/>,
<https://rondasmexico.gob.mx/CNH-R02-L03-CS-04-2017/>,

únicamente aplica en caso de empate de acuerdo a los documentos del concurso, y además no se mitiga el riesgo antes indicado de coordinación de actuaciones de los participantes.

Por lo anterior se reitera la necesidad de evaluar la implementación del bono a la firma como mecanismo de adjudicación, mismo que se encuentra previsto en la LIH entre las modalidades de contraprestación para el caso de contratos de licencia, ya que además de permitir el descubrimiento directo y sin distorsiones de precios en la subasta ascendente, y de que el pago a la firma es una práctica común a nivel internacional, ayudaría a aumentar la concurrencia en la licitación, así como alinear los incentivos para el esfuerzo de ejecución una vez otorgado el contrato al ganador de la misma.

En este sentido, la COFECE considera que el mecanismo más adecuado para prevenir especulaciones y asegurar la obtención de las mejores condiciones para el Estado es incluir en el mecanismo que el bono a la firma más alto sea el criterio de adjudicación, y se determine en las bases y demás documentos de la LICITACIÓN un valor fijo para la regalía adicional⁶², o bien, que la manera como se determina ese valor se dé a conocer a todos los participantes con la debida antelación para que formulen sus pujas en la forma y términos indicados en las bases y demás documentos.

e. Precios de reserva. De conformidad con el artículo 26, segundo párrafo, de la LISH, la SHCP establecerá los valores que serán aceptables para el Estado respecto a cualquiera de las variables de adjudicación ("precios de reserva"). Con base en los artículos 6, fracción VIII y 9 del Reglamento de la LISH,⁶³ la SHCP determinará y divulgará los valores mínimos y máximos de la Regalía Adicional, a más tardar diez días hábiles antes de la fecha establecida para el acto de presentación y apertura de propuestas.⁶⁴

No se aceptarán propuestas con valores que sean menores a los mínimos establecidos para la Regalía Adicional, ni valores superiores al máximo considerado para esta última, como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos, o que sean distintos a los valores permitidos para la inversión adicional.⁶⁵

Respecto de los precios de reserva, esta COMISIÓN considera que revelar dichos precios facilitaría el intercambio de información y podría distorsionar la competencia por obtener los contratos. En estas circunstancias, para prevenir actos, acuerdos o negociaciones entre participantes que tengan el objeto o efecto de establecer, concertar o coordinar posturas o la abstención en la LICITACIÓN, e incentivar propuestas que redunden en mejores condiciones para el Estado, esta autoridad considera

⁶² Si se considera pertinente, la regalía establecida puede ser no lineal dependiendo de los precios de los hidrocarburos extraídos o de cualquier variable que se considere pertinente, lo importante es que los participantes sepan de antemano cómo es que ésta se determina.

⁶³ Publicadas en el DOF el treinta y uno de octubre de dos mil catorce y con última modificación publicada en el mismo medio oficial el veinte dos de mayo de dos mil dieciséis.

⁶⁴ Archivo "349-B-1429 ANEXO B", p. 3, carpeta "anexo 2 mecanismo de adjudicación y justificación", del CD con folio.0003 del expediente.

⁶⁵ *Idem.*

necesario que el o los valores de las variables de adjudicación se mantengan en secrecía antes y durante todo el proceso.

B. CRITERIOS DE PRECALIFICACIÓN

De conformidad con el artículo 23 de la LH, los interesados en presentar propuestas en los procesos de licitación para la adjudicación de contratos para exploración y extracción deberán cumplir con los criterios de precalificación respecto de los elementos técnicos, financieros, de ejecución y experiencia, en los términos señalados en los lineamientos que al efecto establezca la SENER. Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 38 del RLH, en correlación con la fracción III del artículo 35 de ese mismo ordenamiento, las bases de licitación para adjudicar esos contratos deberán prever, entre otros elementos, el proceso de precalificación y los Lineamientos Técnicos. La fracción II del artículo 37 del RLH señala que los Lineamientos Técnicos se integran, entre otros, con los requisitos para acreditar los criterios de precalificación señalados en el artículo 23 de la LH.

Marco general de las BASES

De conformidad con el proyecto de BASES de la LICITACIÓN proporcionados en el expediente citado al rubro, podrán participar todos los interesados⁶⁶ que cumplan con los requisitos establecidos en la etapa de precalificación para recibir la constancia respectiva,⁶⁷ ya sea que se trate de una compañía en lo individual (licitante individual), o de un conjunto de agentes económicos que concurran al proceso como un solo licitante (licitante agrupado⁶⁸). En este último caso, los interesados pueden acudir como asociación en participación⁶⁹ o consorcio.⁷⁰ Los licitantes agrupados deberán designar al integrante que será el operador del proyecto, que deberá tener por

⁶⁶ De acuerdo con las bases: i) un interesado es una compañía que tiene interés en participar en la LICITACIÓN; ii) una compañía puede ser cualquier empresa productiva del Estado, sociedad, corporación, fideicomiso, sociedad por acciones, asociación no corporativa, o cualquier otra análoga de naturaleza mercantil constituida conforme a las leyes del país de origen. Fuente: PROYECTO BASES, pp. 10 y 11, carpeta "anexo 4 bases" del CD con folio 0003 del expediente.

⁶⁷ La precalificación es la etapa en la que se analiza y evalúa la experiencia y capacidades técnicas, de ejecución, financieras y legales, según corresponda, de cada interesado en participar en la LICITACIÓN, conforme al procedimiento establecido en las BASES.

⁶⁸ El licitante agrupado se define como el "Consortio o Asociación en Participación que, una vez precalificados sus miembros en lo individual, obtiene la autorización de la Convocante para convertirse en Licitante y poder presentar una Propuesta de conformidad con lo establecido en estas BASES, en el entendido que dicho Consortio o Asociación deberá tener entre sus integrantes a un Operador. Los Licitantes Agrupados nombrarán al Operador Designado". PROYECTO BASES, p. 11, carpeta "anexo 4 bases" del CD con folio 0003 del expediente.

⁶⁹ Esta figura consiste en: "Dos o más Compañías precalificadas que tengan celebrado o que se obliguen a celebrar un contrato de asociación en participación conforme a la legislación mexicana y que podrán conformarse en un Licitante Agrupado para participar de forma conjunta en la Licitación, de conformidad con lo establecido en estas Bases". PROYECTO BASES, p. 9, carpeta "anexo 4 bases" del CD con folio 0003 del expediente.

⁷⁰ En las bases se define consorcio como: "Dos o más Compañías precalificadas que podrán conformarse en un Licitante Agrupado para participar de forma conjunta en la Licitación de conformidad con lo establecido en estas BASES, sin que para ello requieran constituir una nueva persona jurídica de conformidad con la Normatividad Aplicable". PROYECTO BASES, p. 10, carpeta "anexo 4 bases" del CD con folio 0003 del expediente.

lo menos el treinta por ciento (30%) de la participación económica en el Consorcio o Asociación en Participación.⁷¹

Entre los miembros de un licitante agrupado se podrán incluir socios financieros bajo la figura de “No Operador”, que se podrá integrar a un proyecto en los términos previstos en las BASES de la LICITACIÓN.⁷²

Las formas para acreditar los requisitos legales, financieros y formatos indicados tanto en los incisos 10.1, 10.5, 10.6, 10.7, 10.8 y 11 de las BASES de la LICITACIÓN, como en los documentos especificados por la SENER para efectos de los criterios de precalificación que propone,⁷³ corresponden a los que normalmente se utilizan en procesos de licitación, y en sí mismos no implican barreras o impedimentos para participar en esta licitación.

De acuerdo con el numeral 12.1 de las BASES, el operador precalificado podrá participar como licitante individual y/o como parte de uno o más licitantes agrupados con otro(s) operador(es) o con otro(s) no operador(es).⁷⁴ Lo anterior facilita que se concrete un mayor número de oferentes por área contractual, ya que si un cierto bloque es atractivo para uno de los integrantes del licitante en grupo, pero otro sólo lo es para otro de los integrantes, cada uno podrá buscar asociarse con otro agente económico para licitar por el área de su interés, o incluso esté en posibilidad de pujar por la misma de manera individual.

Los socios financieros (No Operadores) precalificados podrán participar únicamente formando parte de uno o más Licitantes Agrupados siempre que dentro de ello exista al menos un Operador.

⁷¹ El operador es la “Compañía que precalifica acreditando el cumplimiento de los requisitos legales y de procedencia de recursos financieros, así como los criterios técnicos, financieros, y de experiencia con los que acredita que cuenta con capacidades suficientes para dirigir, asumir la representación y el liderazgo en la ejecución del Plan de Exploración y/o el Planes (sic) de Desarrollo para la Extracción de los Hidrocarburos en un Área Contractual y de las relaciones con la CNH o cualquier Autoridad Gubernamental, al amparo del Contrato objeto de esta Licitación”. El operador designado es la “Compañía precalificada como Operador en la Licitación y que es designada como tal por un Consorcio o Asociación en Participación en el Convenio Privado de Propuesta Conjunta”. PROYECTO BASES, pp. 12 y 49; carpeta “anexo 4 bases” del CD con folio 0003 del expediente. La existencia de un operador en los casos de participación en grupo como un solo licitante está prevista en los artículos 31 y 32, inciso B, de la LISH.

⁷² Un no operador es una compañía “que precalifica acreditando el cumplimiento de los requisitos legales y de procedencia de recursos financieros, así como los criterios financieros, para asociarse con un Operador para la ejecución de los Planes de Exploración y/o Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de en un Área Contractual al amparo del Contrato objeto de esta Licitación.” En los numerales 7.2, 7.6, 7.7, 9.6 y 12.1, entre otros, de las BASES de la LICITACIÓN se indican las reglas para este tipo de interesados. PROYECTO BASES, pp. 12, 25, 26, 32 y 47, carpeta “anexo 4 bases” del CD con folio 0003 del expediente.

⁷³ Documentos “CRITERIOS DE PRECALIFICACIÓN PARA EL PROCESO DE LICITACIÓN DE CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA EN ZONAS TERRESTRES” y “CRITERIOS DE PRECALIFICACIÓN. SEGUNDA CONVOCATORIA DE LA RONDA 3. ZONAS TERRESTRES” (“CRITERIOS DE PRECALIFICACIÓN”), archivos “171204 Justificación Criterios de Precalificación R. 3.2” y “20171113 Lineamientos Técnicos R3L2 Anexo 1”, carpeta “anexo 1 criterios precalificación” del CD con folio 0003 del expediente.

⁷⁴ Las reglas de no participación establecidas en el numeral 4.1, incisos f) y g) de las BASES, referentes a aquellas empresas a las cuales se les haya hecho efectiva más de una garantía de seriedad en los últimos 5 años derivado de un proceso de licitación para la adjudicación de Contratos para la Exploración y/o Extracción de Hidrocarburos y a aquellas empresas que habiendo recibido la adjudicación como segundo lugar no firmen el contrato para otra área contractual ganada como primer lugar por causas imputables a las mismas, parecen estar encaminadas a prevenir conductas especulativas de los licitantes. PROYECTO BASES, pp. 18, 19 y 47, carpeta “anexo 4 bases” del CD con folio 0003 del expediente.

En la LICITACIÓN un mismo No Operador precalificado podrá para formar parte de varios Licitantes Agrupados siempre que no presente más de una Propuesta para una misma Área Contractual (al igual que todos los demás interesados), de otra forma su propuesta será desechada.⁷⁵

La COFECE considera que, para el caso de la LICITACIÓN, facilitar que un mismo interesado pueda participar en lo individual y/o con uno o más licitantes agrupados para ofertar por distintos bloques podría incentivar la concurrencia y, por tanto, podría ser favorable para la competencia, siempre y cuando se implementen mecanismos efectivos para evitar la colusión y el intercambio indebido de información, como los señalados en la sección D de esta resolución.

Los criterios de precalificación considerados en los documentos de la LICITACIÓN son los siguientes:

Criterios de Precalificación.

- ***“CAPACIDADES TÉCNICAS, DE EXPERIENCIA, DE EJECUCIÓN. OPERADORES”⁷⁶ Se verificará***

1) Deberá demostrar:

- (a) Que cuenta con experiencia como Operador en un (1) proyecto de exploración y/o extracción de hidrocarburos en los últimos cinco (5) años, sin perjuicio de que el proyecto haya iniciado antes o terminado dentro de este periodo; o*
- (b) Que el personal propuesto para las posiciones gerenciales que se encargarán de las operaciones tenga cuando menos diez (10) años de experiencia gerencial y operacional, en el manejo de proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos en zonas terrestres, o*
- (c) Inversiones de capital en proyectos de exploración y/o extracción que sumen por lo menos doscientos cincuenta (250) millones de dólares en los últimos cinco (5) años, y*

2) Deberá demostrar que (a) la Compañía o (b) el personal propuesto, tiene experiencia en la implementación y operación de sistemas de gestión de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección ambiental en instalaciones o proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos durante los últimos cinco (5) años.”⁷⁷

“DOCUMENTOS PARA DEMOSTRAR TÉCNICAS, DE EXPERIENCIA, DE EJECUCIÓN. Documentos que deberán integrarse

(a) Para la Compañía:

Título de concesión, contrato para la exploración y/o extracción de hidrocarburos o cualquier documento emitido por una firma certificadora o por el ente o autoridad administradora de dicho título o contrato que demuestre la experiencia requerida. El documento deberá presentarse en original o copia certificada (...)

⁷⁵ PROYECTO BASES, pp. 47 y 56, carpeta “anexo 4 bases” del CD con folio 0003 del expediente.

⁷⁶ CRITERIOS DE PRECALIFICACIÓN, pp. 1 y 2, archivo “20171113 Lineamientos Técnicos R3L2 Anexo 1”, carpeta “anexo 1 criterios precalificación” del CD con folio 0003 del expediente.

⁷⁷ *Ibidem*, pp. 1 a 4.

En caso de que la Compañía pretenda acreditar la capacidad técnica mediante un contrato de servicios, ésta deberá demostrar que: (i) ejecutó las actividades petroleras, (ii) llevó a cabo el fondeo de las mismas, y (iii) asumió los riesgos operativos derivados de la ejecución del proyecto. Para ello, deberá presentar una manifestación bajo protesta de decir verdad del representante legal en la que se indique que la empresa cumple con la experiencia solicitada. Dicha manifestación deberá llevarse a cabo ante: (i) fedatario público mexicano; o (ii) fedatario público en el extranjero.

En caso que los documentos no sean públicos, se deberán proporcionar los datos de contacto y el correo institucional u oficial del ente o autoridad ante la cual fueron celebrados o emitidos, para efecto de validar su existencia.

(b) Para el personal propuesto:

Fichas curriculares del personal que acredite la experiencia mínima de diez (10) años en posiciones gerenciales y/o de operación; ambas en proyectos de exploración y/o de extracción de hidrocarburos, y que en conjunto hayan realizado entre otras: (i) la dirección en actividades de exploración y/o extracción; (ii) el diseño y ejecución de planes de exploración y/o extracción, y (iii) la aprobación de presupuestos relativos a la inversión y gastos de proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos.

Se deberán presentar por lo menos tres (3) fichas curriculares conforme al formato que la CNH determine, adjuntando copia simple de la identificación oficial vigente de cada persona propuesta y especificar: (i) el nombre de las empresas en las que ha laborado el personal; (ii) el puesto desempeñado; (iii) las responsabilidades a cargo; (iv) años de servicio, y (v) nombre del jefe inmediato.

A cada una de las fichas curriculares presentadas se deberá acompañar una manifestación bajo protesta de decir verdad en la que el personal propuesto indique que la información plasmada en la ficha curricular es veraz. Dicha manifestación deberá hacerse por: (i) un fedatario público mexicano, o (ii) ante fedatario público en el extranjero, la cual deberá estar debidamente apostillada o legalizada según el país de origen. Estos documentos deberán presentarse en original.

[Sobre las inversiones:]

(c) Copia simple de la forma 10-K o 20-F registrada ante la "Securities and Exchange Commission", o la forma equivalente registrada ante instituciones homólogas con las que se demuestren las inversiones de capital requeridas; u original o copia certificada de estados financieros auditados por una firma independiente de auditores especializados debidamente certificada o registrada para realizar dichas actividades conforme a las leyes del país de origen, mediante los cuales sustenten inversiones en exploración y/o extracción de hidrocarburos (...)

Los documentos anteriores podrán ser de los últimos cinco (5) años o de cualquier año que se encuentre dentro del periodo de los últimos cinco (5) años (...)

En caso que de los estados financieros auditados (incluyendo aquellos contenidos en las formas 10-K o 20-F) no sea posible determinar claramente los montos de las inversiones realizadas en proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos, se deberá adjuntar una nota aclaratoria en la cual se especifiquen las inversiones realizadas y el folio en el cual podrán ser verificadas.

[De seguridad:]

(a) Para la Compañía:

Presentar documento en el que explique y describa el sistema de gestión de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección ambiental en instalaciones o proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos que haya implementado durante los últimos cinco (5) años.

Adicionalmente, deberá acompañar: (i) las certificaciones técnicas, auditorías, inspecciones o dictámenes, tales como los que se mencionan a continuación de forma enunciativa y no limitativa: OHSAS 18001 (para seguridad en general y que considera certificación externa), ISO 14001 (para ambiente en general y que considera certificación externa); en su caso, (ii) una opinión emitida en 2016 o 2017 en que se solicite la constancia o un año previo por alguna empresa internacional especializada, la cual indique que el sistema de gestión de seguridad industrial y protección ambiental se ajusta a prácticas internacionales para operaciones en proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos, o (iii) una certificación emitida para tales efectos por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

En cualquiera de los casos anteriores la documentación presentada deberá acreditar que el sistema ha sido operado por lo menos durante los últimos cinco (5) años. La documentación aquí referida podrá presentarse en original o copia certificada (...).

b) Para el personal propuesto:

Fichas curriculares del personal que acredite experiencia en los últimos cinco (5) años relativa a la implementación y operación de sistemas de gestión de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección ambiental en instalaciones o proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos.

Se deberá presentar por lo menos una ficha curricular conforme al Formato CNH -11 Personal Propuesto – Experiencia en implementación y operación de Sistemas de Gestión de Seguridad Industrial y Protección al Ambiente, adjuntando copia simple de la identificación oficial vigente del personal propuesto y en la que se deberá especificar el nombre de las empresas en las que haya laborado el personal, así como los sistemas de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección ambiental en instalaciones o proyectos de exploración y/o extracción implementados exitosamente.

A cada una de las fichas curriculares presentadas se deberá acompañar una manifestación bajo protesta de decir verdad en la que el personal propuesto indique que la información plasmada en la ficha curricular es veraz. Dicha manifestación deberá hacerse por: (i) un fedatario público mexicano, o (ii) ante fedatario público en el extranjero, la cual deberá estar debidamente apostillada o legalizada según el país de origen. Estos documentos deberán presentarse en original.”⁷⁸

• **“CAPACIDAD FINANCIERA OPERADORES. Se verificará**

1) Deberá demostrar:

a) Capital contable de al menos cien (100) millones de dólares; o

b) Activos totales por quinientos (500) millones de dólares y una calificación crediticia de grado de inversión (...) Lo anterior, según Fitch Ratings, Moody's Investors Service, o Standard & Poors Rating Services, o HR Ratings.”⁷⁹

“DOCUMENTOS PARA ACREDITAR LA CAPACIDAD FINANCIERA. OPERADORES. Documentos que deberán integrarse

⁷⁸ Ibidem, pp. 1 a 5.

⁷⁹ Ibidem, pp. 5 y 6.

Si cotizan en bolsa o son emisores de valores, presentar copia simple de la forma 10-K o 20-F registrada ante la "Securities and Exchange Commission", o de la forma equivalente registrada ante instituciones homólogas con las que se acredite el capital contable o los activos indicados; o presentar original o copia certificada de los estados financieros auditados por una firma independiente de auditores especializados que esté certificada o registrada para realizar dichas actividades conforme a las leyes del país de origen. Los estados financieros deberán sustentar el capital contable o los activos totales indicados. Asimismo, se deberán presentar los datos de contacto y el correo electrónico institucional del auditor que pueda confirmar la documentación presentada.

Se deberán presentar los documentos indicados correspondientes a cada uno de los últimos cinco (5) ejercicios fiscales, mediante los cuales se acredite en promedio por los cinco (5) ejercicios fiscales un capital contable o activos totales por el monto requerido; o presentar únicamente los documentos correspondientes al último ejercicio fiscal auditado conforme al país de origen, siempre y cuando éstos cumplan con el capital contable o con los activos totales requeridos. (...)

En caso de que la Compañía que pretenda acreditar la capacidad financiera se hubiere constituido en el mismo ejercicio fiscal a certificarse, podrá presentar estados financieros parciales auditados conforme al país de origen, siempre y cuando éstos cumplan con el capital contable o con los activos totales requerido.

El documento de calificación crediticia de grado de inversión deberá ser del último ejercicio fiscal auditado y emitido por cualquiera de las siguientes empresas calificadoras: Fitch Ratings, Moody's Investors Service, Standard & Poors Rating Services o HR Ratings. Solamente se aceptarán documentos de calificación crediticia emitidos por las oficinas de las mencionadas calificadoras ubicadas en las ciudades de Nueva York, Estados Unidos de América; Londres, Reino Unido; París, Francia; Toronto, Canadá o de cualquier ciudad en México. En dichos documentos se deberá acreditar una calificación de grado de inversión. Dicho documento deberá presentarse en original o copia certificada (...)"⁸⁰

• **"CAPACIDAD FINANCIERA. NO OPERADORES. Se verificará**

1) Deberá demostrar que cuenta con capital contable de al menos cincuenta (50) millones de dólares."⁸¹

"DOCUMENTOS PARA ACREDITAR LA CAPACIDAD FINANCIERA NO OPERADORES. Documentos que deberán integrarse

Si cotizan en bolsa o son emisores de valores, copia simple de la forma 10-K o 20-F registrada ante la "Securities and Exchange Commission", o de la forma equivalente registrada ante instituciones homólogas con las que se demuestre el capital contable; o presentar original o copia certificada de los estados financieros auditados por una firma independiente de auditores especializados que esté certificada o registrada para realizar dichas actividades conforme a las leyes del país de origen. Los estados financieros deberán sustentar el capital contable indicado. En caso de presentar los estados financieros auditados, presentar los datos de contacto y el correo electrónico institucional del auditor que pueda confirmar la documentación presentada. (...)

Se deberán presentar los documentos indicados correspondientes a cada uno de los últimos cinco (5) ejercicios fiscales, mediante los cuales se acredite en promedio por los cinco (5) ejercicios fiscales un

⁸⁰ Ibidem, pp. 5 y 6.

⁸¹ Ibidem, p. 7.

capital contable por el monto requerido o presentar únicamente los documentos correspondientes al último ejercicio fiscal auditado conforme al país de origen, siempre y cuando éstos cumplan con el capital contable requerido.

En caso de que la Compañía que pretenda acreditar la capacidad financiera se hubiere constituido en el mismo ejercicio fiscal a certificarse, podrá presentar estados financieros parciales auditados conforme al país de origen, siempre y cuando éstos cumplan con el capital contable requerido.”⁸²

De los criterios de evaluación financiera propuestos, se desprende que los interesados que pretendan ser operador de un proyecto y no cuenten con un capital contable de al menos cien (100) millones de dólares, o no tengan activos totales por al menos quinientos (500) millones de dólares con calificación crediticia grado inversión no podrán participar en la LICITACIÓN. De acuerdo con lo señalado por la SENER, el primer umbral “*garantiza la ejecución de los primeros cinco (5) años de un proyecto promedio conforme a las características de las Áreas Contractuales seleccionadas para la Segunda Convocatoria de la Ronda 3*”, mientras que el segundo “*(...) se estimó utilizando una tasa de rendimiento sobre activos promedio para las principales compañías petroleras internacionales (...) con valor de 9.3% (...) razón [que] corresponde a empresas que cuentan con una sólida estructura de capital, tal y como sería la estructura de una empresa con calificación crediticia de grado de inversión (...)*”⁸³

En el contexto de los requerimientos financieros antes referidos, y considerando los agentes económicos que precalificaron en la Ronda 2.2 y 2.3, en las que se asignaron contratos para áreas terrestres convencionales en campos maduros, similares a los considerados para la Ronda 3.2, la SENER identificó una muestra de veintinueve empresas (29) empresas tienen posibilidad de participar en la LICITACIÓN.⁸⁴

Los criterios de precalificación también incluyen requisitos respecto de la procedencia de recursos financieros, de documentación legal y elementos técnicos, financieros, de ejecución y de experiencia a que hace referencia el artículo 23 de la LH.⁸⁵

En lo general, los criterios de precalificación sobre experiencia y capacidades técnicas y de ejecución no restringen la concurrencia en la RONDA 3.2. Los requisitos financieros para el operador, que están encaminados a asegurar la viabilidad financiera de los proyectos y la disponibilidad de recursos para desarrollarlos con las medidas de seguridad y protección ambiental suficientes para actividades de alto riesgo en estas materias, podrían implicar una concurrencia menos numerosa en estos procesos de adjudicación, por lo que se sugiere verificar que estos sean lo menos restrictivos posibles, con el objetivo de no limitar la concurrencia.

⁸² Ibidem, p. 7.

⁸³ Documento “CRITERIOS DE PRECALIFICACIÓN PARA EL PROCESO DE LICITACIÓN DE LOS CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA EN ZONAS TERRESTRES”, p. 6, archivo “171204 Justificación Criterios de Precalificación R. 3.2”, carpeta “anexo 1 criterios precalificación” del CD con folio 0003 del expediente.

⁸⁴ Archivo “171204 Metodología Empresas R 3 2”, pp. 1 y 2, carpeta “anexo 9 metodología para identificar empresas” del CD con folio 0003 del expediente.

⁸⁵ PROYECTO BASES, pp. 30 a 39, carpeta “anexo 4 bases” del CD con folio 0003 del expediente.

C. REGLAS PARA EVITAR COLUSIÓN Y OTRAS CONDUCTAS ANTICOMPETITIVAS

Para preservar las condiciones de competencia económica en la precalificación y adjudicación, esta autoridad considera importante que se incluyan en las BASES reglas que eviten canales de comunicación entre los licitantes e inhiban los incentivos para coordinar estrategias para participar en la LICITACIÓN de contratos como los que se adjudicarán en la RONDA 3.2, ya que de otra forma se podrían generar actos colusivos en detrimento de la competencia en el proceso licitatorio. Para ello, se considera necesario lo siguiente:

1. En virtud de la situación de los mercados internacionales de hidrocarburos en el corto y mediano plazos, aunada a las circunstancias de incertidumbre en las que por lo general se toman las decisiones de inversión para la exploración y extracción de esos productos, se estima conveniente que los interesados puedan presentar ofertas a través de distintos licitantes agrupados; esto es, a través de diferentes asociaciones en participación y consorcios, ya que ello podría generar una mayor concurrencia. Lo anterior siempre que los licitantes no presenten de forma directa o indirecta, más de una propuesta por área contractual. Al respecto, el numeral 17.1, inciso c) de los proyectos de BASES contenidos en el expediente establece que:

*“Cuando una Compañía presente más de una Propuesta para una misma Área Contractual, ya sea (i) de manera individual; (ii) mediante la participación directa o indirecta en más de un Licitante Agrupado, o (iii) de manera individual a través de Compañías, sobre las cuales se ejerza Control, excluyendo la participación indirecta de fuentes de fondeo tales como fondos de inversión, lo anterior, sujeto a que las Compañías salvaguarden el debido cumplimiento de las disposiciones de confidencialidad que hayan suscrito con motivo de su participación;”*⁸⁶

Esta medida permite prevenir que un mismo agente económico pueje por un área contractual a través de distintos participantes. Para asegurar la efectividad de la medida, es importante que lo que se entiende por control o influencia significativa cubra todos los supuestos de participación accionaria cruzada, control directo o indirecto. Para tal efecto, se recomienda considerar el concepto de grupo de interés económico, como en las bases de rondas anteriores.⁸⁷ En el Anexo A de esta resolución se encuentran los criterios que esta COMISIÓN aplica para determinar la existencia de un grupo de interés económico.

2. La regla de no presentar más de una propuesta para cada área contractual establecida en el numeral 17.1 inciso c) de las BASES no previene respecto de la participación indirecta de

⁸⁶ PROYECTO BASES, p. 55, carpeta “anexo 4 bases” del CD con folio 0003 del expediente.

⁸⁷ En el numeral 17.1, inciso c) de las bases de la licitación de la Ronda 2.3 se incluye entre las causales de desechamiento de propuestas, que “una Compañía presente más de una Propuesta para una misma Área Contractual, ya sea (i) de manera individual; (ii) mediante la participación directa o indirecta en más de un Licitante Agrupado, o (iii) de manera individual a través de Compañías sobre las cuales se ejerza Control o pertenezcan de alguna u otra forma al mismo grupo de interés económico que un Licitante distinto a aquellos de los que forman parte, excluyendo la participación indirecta de fuentes de fondeo tales como fondos de inversión, lo anterior, sujeto a que las Compañías salvaguarden el debido cumplimiento de las disposiciones de confidencialidad que hayan suscrito con motivo de su participación.” Fuente: Página 47 del proyecto de bases, anexo 4 (Proyecto de bases de licitación), carpeta “201609-LI-016-2016-OP-121263-CD1”, folio 0015 del expediente LI-016-2016.

fuentes de financiamiento tales como fondos de inversión. Con el propósito de evitar que este tipo de participantes lleguen a tener control o influencia en las propuestas y decisiones de distintos licitantes agrupados, que pueda facilitar con ello el intercambio anticompetitivo de información, se considera necesario para la protección y promoción del proceso de competencia y libre concurrencia, establecer un “Protocolo de Comunicación” con el propósito de que dichos participantes guarden confidencialidad y se asegure su participación como meros inversionistas pasivos.

3. El numeral 4.1 inciso d) de las BASES de la LICITACIÓN, establece que no podrán participar los interesados que tengan relaciones de participación cruzada entre accionistas o socios comunes que ejerzan el control o una influencia corporativa de forma directa o indirecta en dichos licitantes.⁸⁸ Esta es una medida importante para evitar simulaciones que afecten la concurrencia efectiva y la competencia entre participantes.
4. Respecto a la declaración de los participantes en el sentido de que la propuesta ha sido elaborada y presentada de forma independiente y sin ningún tipo de coordinación con otro licitante, se recomienda utilizar el modelo de declaración de no colusión que se incluye como Anexo B de esta resolución.
5. Proteger la secrecía del precio de reserva antes y durante el proceso de la LICITACIÓN.

D. CONSIDERACIONES ADICIONALES PARA FOMENTAR LA COMPETENCIA

Es necesario añadir que la incorporación de las medidas promotoras y protectoras en materia de libre concurrencia y competencia económica establecidas en esta resolución deben considerarse como un paquete de medidas para inducir o favorecer la mayor competencia posible en la LICITACIÓN, ya que la conveniencia y posibles efectos de incluir unas sin las otras en dicha materia, requeriría evaluarse y resolverse en opinión diversa.

Finalmente, se señala que de acuerdo con el artículo 71 de la LFCE, cualquier indicio de existencia de prácticas monopólicas en las licitaciones que se realicen conforme a la LH es causa objetiva para iniciar una investigación en los términos previstos en el propio ordenamiento.

Por lo antes expuesto y fundado, el Pleno de la COMISIÓN:

IV. RESUELVE

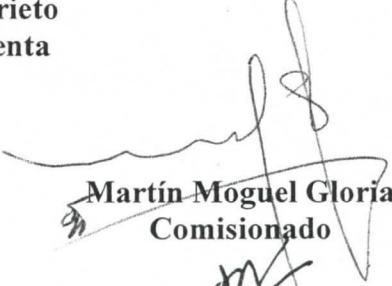
ÚNICO. - La incorporación de las medidas señaladas en la presente resolución están encaminadas a proteger y promover la competencia y la libre concurrencia en la LICITACIÓN.

⁸⁸ PROYECTO BASES, p. 18, carpeta “anexo 4 bases” del CD con folio 0003 del expediente.

Notifíquese por oficio.- Así lo resolvió el Pleno de esta Comisión por unanimidad de votos, excepto por lo que respecta a las "Conclusiones sobre el mecanismo de asignación" sobre el cual votó en contra el Comisionado Alejandro Faya Rodríguez por considerar que no existe un análisis empírico o evidencia suficiente que hagan suponer que el mecanismo de subasta ascendente tipo "clock" redundaría en un mayor grado de libre concurrencia y competencia, o en mejores condiciones de contratación en favor del Estado. Lo anterior, con fundamento en los artículos citados a lo largo de la presente resolución, y ante la fe del Secretario Técnico, con fundamento en los artículos 163, fracción IV de las DRLFCE; 4, fracción IV, 18, 19 y 20, fracciones XXVI, XXVII y LVI del Estatuto.

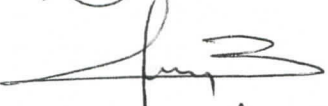

Alejandra Palacios Prieto
Comisionada Presidenta


Jesús Ignacio Navarro Zermeño
Comisionado


Martín Moguel Gloria
Comisionado


Benjamín Contreras Astiazarán
Comisionado


Eduardo Martínez Chombo
Comisionado


Brenda Gisela Hernández Ramírez
Comisionada


Alejandro Faya Rodríguez
Comisionado


Fidel Gerardo Sierra Aranda
Secretario Técnico

c.c.p. José Luis Ambriz Villalpa.- Director General de Concentraciones.- COFECE.- Para su seguimiento.

ANEXO A

Existe un grupo de interés económico y consecuentemente una dirección económica unitaria, cuando se verifican o actualizan cualquiera de los siguientes criterios o una combinación de los mismos, cuando:

- a) una persona, directa o indirectamente, es tenedora o titular de acciones o partes sociales, con derecho pleno a voto, que representen más del cincuenta por ciento (50%) del capital social de dos o más personas morales;
- b) una persona es tenedora o titular de acciones o partes sociales con derecho a pleno voto de dos o más personas morales, cuyo valor representa el mayor porcentaje del capital social de estas personas, respecto a los demás accionistas de las mismas;
- c) una persona, directa o indirectamente, tenga la facultad de dirigir o administrar a una o más personas morales en virtud de las facultades que le otorga su posición dentro de los órganos de dirección y/o administración de la sociedad o sociedades en cuestión;
- d) una persona tenga la capacidad o derecho de designar la mayoría de los miembros del consejo de administración u órgano equivalente de otra persona;
- e) una persona, directa o indirectamente, tenga la capacidad o el derecho de designar al director, gerente o factor principal de otras personas;
- f) una persona y las vinculadas a ésta por parentesco consanguíneo o por afinidad tengan participación en una o diversas personas morales;
- g) una o varias personas tengan la facultad de dirigir o administrar a otras personas morales en virtud de uno o varios contratos, incluyendo el acto constitutivo de dichas personas morales;
- h) las partes expresamente así lo reconozcan;
- i) las actividades mercantiles de una o varias sociedades se realizan preponderantemente con la sociedad controladora o con las personas morales controladas directa o indirectamente por la o las personas físicas que ejercen dicho control.

ANEXO B
DECLARACIÓN DE NO COLUSIÓN

[Nombre del representante o representante común de ser éste el caso], en representación de [Nombre de la persona física o moral] (en adelante, el "Licitante"), presento la(s) propuesta(s) adjunta(s) (en adelante, la(s) "Propuesta(s)"): [Los poderes para representar deben incluir el de firmar esta declaración a nombre de todos los que estén representados]:

Para: [Nombre y Clave del proceso en que participa]

Convocado por: [Nombre de la Convocante] (en adelante, la Autoridad Convocante"),

Vengo a presentar por mí y en representación del Licitante, la siguiente declaración de integridad de no colusión (en adelante, la "Declaración de no Colusión"):

- 1. He leído y entiendo los términos de la presente Declaración de no Colusión;*
- 2. Comprendo que si la Declaración de no Colusión no es verídica me expongo a incurrir personalmente y a comprometer la responsabilidad de mi representada, en ilícitos de carácter civil, penal y administrativo, y en especial de las penas en que incurre quien declara con falsedad ante autoridad distinta a la judicial, en términos del artículo 247 fracción I del Código Penal Federal. Lo anterior, sin perjuicio de las sanciones que en términos de las legislaciones aplicables a este procedimiento se contemplan;*
- 3. Conozco la Ley Federal de Competencia Económica, en particular lo previsto en los artículos 53, 127 fracciones I, IV, X y XI, y párrafos cuarto y quinto; así como el artículo 254 bis del Código Penal Federal;*
- 4. Cada persona cuya firma aparece en la Oferta que se acompaña ha sido autorizada por el Licitante para definir los términos y condiciones de la Oferta y para firmarla, en su representación;*
- 5. Para los propósitos de la presente Declaración de no Colusión y de la(s) Propuestas(s) que se acompaña(n), entiendo que la palabra "Competidor" comprenderá cualquier persona física o moral, además del Licitante, afiliado o no con el Licitante, que:*
 - a) Haya presentado o pueda presentar una o más Propuestas de conformidad con las bases del presente proceso;*
 - b) Podría potencialmente presentar una o más Propuestas en el mismo proceso;*
- 6. El Licitante declara que (marque con una X uno de los siguientes cuadros):*
 - a) ☐ se ha presentado a este proceso en forma independiente sin mediar consulta, comunicación, acuerdo, arreglo, combinación o convenio con Competidor alguno;*
 - b) ☐ sí ha entablado consultas, comunicaciones, arreglos, combinaciones, acuerdos o convenios con uno o más competidores respecto de esta convocatoria. En el(los)*

documento(s) adjunto(s) declara información detallada, incluyendo los nombres de los Competidores y la naturaleza de tales consultas, acuerdos o convenios. [La información es especialmente relevante cuando la(s) Propuesta(s) involucre(n) Consorcios, Asociación en Participación o esquemas de subcontratación. En este supuesto, se deberán incluir los términos y condiciones en que participarán las personas involucradas];

7. *En particular y sin limitar la generalidad de lo señalado en los numerales 6 (a) o 6 (b), no ha habido consulta, comunicación, acuerdo, arreglo, combinación o convenio con Competidor alguno en relación a:*

- a) Métodos, factores o fórmulas empleadas para la estimación de porcentajes, costos, precios y demás elementos considerados para elaborar su(s) Propuesta(s);*
- b) La intención o decisión de presentar una o más Propuestas ya sea en lo individual o en conjunto con otros competidores ya sean Consorcios, Asociaciones en Participación o cualquier otro permitido; o bien;*
- c) La presentación de una o más Propuestas que no cumplen con las especificaciones del presente proceso;*

a excepción de lo expresamente estipulado en el numeral 6 (b) anterior;

8. *Además, no ha existido consulta, comunicación, acuerdo o convenio con Competidor alguno en cuanto a los proyectos de exploración y extracción a que se refiere este proceso, a excepción de lo que expresamente autorizan las bases de la licitación y la Autoridad Convocante, o conforme a los hechos revelados en concordancia con el numeral 6 (b) anterior;*

9. *Los términos de la(s) Propuestas(s) que se adjunta(n) no han sido ni serán revelados por el Licitante, para conocimiento de algún Competidor, en forma directa o indirecta con el objeto o efecto de manipular, fijar, o concertar Propuestas; manipular, establecer o concertar métodos, factores o fórmulas empleadas para la determinación de Propuestas; afectar o inducir la intención o decisión de presentar o no una o más Propuestas; o bien la presentación de una o más Propuestas que no cumplen con las especificaciones del presente proceso.*

Además, los términos de la(s) Propuesta(s) que se adjunta(n) no han sido ni serán revelados por el Licitante durante el proceso de licitación, incluido el acto de fallo, para conocimiento de algún Competidor, en forma directa o indirecta con el objeto o efecto de manipular, fijar, o concertar la provisión de bienes o servicios necesarios para desarrollar los proyectos en este proceso o conforme a lo expuesto en el numeral 6(b) anterior.

10. *Asimismo, manifiesto que por mí mismo o a través de interpósita persona, me abstendré de adoptar conductas para que, los servidores públicos de La Autoridad Convocante, induzcan o alteren las evaluaciones de las Propuestas, el resultado del procedimiento u otros aspectos que otorguen condiciones más ventajosas con relación a los demás participantes.*

(Nombre y Firma)

(Fecha)

EL SECRETARIO TÉCNICO DE LA COMISIÓN FEDERAL DE COMPETENCIA ECONÓMICA, FIDEL GERARDO SIERRA ARANDA, CON FUNDAMENTO EN EL ARTÍCULO 20 FRACCIONES II, Y XXX, DEL ESTATUTO ORGÁNICO DE LA COMISIÓN FEDERAL DE COMPETENCIA ECONÓMICA PUBLICADO EL OCHO DE JULIO DE DOS MIL CATORCE EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN **CERTIFICA:** QUE LA PRESENTE ES COPIA FIEL DE SU ORIGINAL QUE CONSTA DE TREINTA Y SEIS PÁGINAS ÚTILES QUE OBRAN EN EL EXPEDIENTE LI-023-2017.- DOY FE.

EN LA CIUDAD DE MÉXICO, A DIECIOCHO DE ENERO DE DOS MIL DIECIOCHO.- CONSTE.

